

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
 высшего профессионального образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт	<u>Энергетический институт</u>
Направление подготовки	<u>Электроэнергетика и электротехника</u>
Кафедра	<u>Электроэнергетические системы и сети</u>

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ УПРАВЛЯЕМОЙ САМОКОМПЕНСИРУЮЩЕЙСЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В СЕЧЕНИИ «ОЭС УРАЛА – ТОМСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА»</b>

УДК 621.315.1.027(470.5)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Сурашенко Д.Н.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Панкратов А.В.	К.Т.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Грахова Е.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю.А.	К.Т.Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрические сети и электротехника	Прохоров А.В.	К.Т.Н.		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Направление ООП: 130302 Электроэнергетика и электротехника

Профиль: Электроэнергетические системы и сети

Кафедра, институт: кафедра «Электрические сети и электротехника»,  
Энергетический институт

Результат обучения
<b>Профессиональные компетенции</b>
Р 1 Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электрических устройств, объектов и систем.
Р 2 Уметь формулировать задачи в области электроэнергетики и электротехники, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
Р 3 Уметь проектировать электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.
Р 4 Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники, интерпретировать данные и делать выводы.
Р 5 Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики и электротехники.
Р 6 Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической и электротехнической отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
<b>Универсальные компетенции</b>
Р 7 Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетики и электротехники
Р 8 Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях электроэнергетики и электротехники.
Р 9 Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетики и электротехники.

Р 10 Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.

Р 11 Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетики и электротехники с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.

Р 12 Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетики и электротехники.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение**  
**высшего профессионального образования**  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ**  
**ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт Энергетический институт  
 Направление подготовки Электроэнергетика и электротехника  
 Кафедра Электроэнергетические системы и сети

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Г	Сурашенко Д.Н.

Тема работы:

Эффективность применения управляемой самокомпенсирующейся высоковольтной линии электропередачи в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	27.04.2016г. № 3266/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>1) Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Томского РДУ;</p> <p>2) Результаты контрольных замеров электрических параметров режимов работы оборудования объектов электросетевого хозяйства за 2015 г.;</p> <p>3) Параметры и характеристики оборудования ПС ТПМЭС для ТРДУ.</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1) Электропередачи переменного тока;</p> <p>2) Компактные воздушные линии электропередачи;</p> <p>3) Оценка эффективности применения компактных линий электропередачи в Томской энергосистеме;</p> <p>4) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</p> <p>5) Социальная ответственность.</p>

<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Томского РДУ
--	---

### **Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Грахова Елена Александровна
Социальная ответственность	Амелькович Юлия Александровна

### **Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

На русском языке: электропередачи переменного тока, компактные воздушные линии электропередачи, оценка эффективности применения компактных линий электропередачи в Томской энергосистеме, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	09.02.2016
---	------------

### **Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Панкратов А.В.	К.Т.Н.		

### **Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Сурашенко Д.Н.		

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Г	Сурашенко Денис Николаевич

Институт	Энергетический	Кафедра	Электрические сети и электротехника
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально-технических и человеческих ресурсов НИ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ГОСТ 14.322-83. ГОСТ Р 51541-99
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные страховые фонды

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ и оценка научно-технического уровня проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Формирование сметы расходов на проектирование
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка эффективности применения исследования

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. График проведения и бюджет НИ
3. Оценка эффективности применения НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29 марта 2016г.
--	-----------------

## Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Грахова Е.А.			

## Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Сурашенко Денис Николаевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5A2Г	Сурашенко Денис Николаевич

<b>Институт</b>	<b>Энергетический</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Электрические сети и электротехника</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Электроэнергетика и электротехника

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Тема: Эффективность применения управляемой самокомпенсирующейся высоковольтной линии электропередачи в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема».</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредные проявления факторов производственной среды (сильные электромагнитные поля, параметры микроклимата, повышенный уровень шума, освещение)</li> <li>– опасные проявления факторов производственной среды (поражение электрическим током, пожар)</li> <li>– негативное воздействие на окружающую и природную среду</li> <li>– чрезвычайная ситуация техногенного характера</li> </ul>
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.0.003-74, СанПиН 2.2.4.1191-03, ГОСТ 12.1.003-2014, ГОСТ 12.1.002 – 84, ППБ 01-03.

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>В данной главе будет рассмотрено:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Данная глава посвящается изучению:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– электробезопасности (источники, средства защиты);</li> </ul>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> </ul>	<p>В данной главе будет рассмотрено:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу, литосферу</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Данная глава посвящена изучению:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению и ликвидации ЧС</li> </ul>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>К правовым нормам относятся: соблюдение работодателем и рабочим законов и должностных инструкций.</p> <p>К организационным мероприятиям относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– подготовка рабочего места;</li> <li>– допуск к работе;</li> <li>– проведение инструктажа (целевого, повторного, первичного, внепланового);</li> <li>– надзор во время работы;</li> <li>– организация перерывов в работе и окончания работы.</li> </ul>
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2016
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю.А.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Суращенко Денис Николаевич		



**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
 высшего профессионального образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт Энергетический институт  
 Направление подготовки Электроэнергетика и электротехника  
 Уровень образования Бакалавриат  
 Кафедра Электроэнергетические системы и сети  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
02.03.16	Электропередачи переменного тока;	
12.04.16	Компактные воздушные линии электропередачи	
27.04.16	Оценка эффективности применения компактных линий электропередачи в Томской энергосистеме;	
06.05.16	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;	
17.05.16	Социальная ответственность	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Панкратов А.В.	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрические сети и электротехника	Прохоров А.В.	к.т.н.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 171 с., 53 рис., 31 табл., 43 источников, 4 прил.

Ключевые слова: максимально допустимый переток, контролируемое сечение, компактные управляемые линии электропередачи, фазовое регулирование, узкие места, статическая устойчивость.

Объектом исследования является (ются) двухцепная воздушная линия 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская, выполненная в традиционном и компактном исполнении с фазорегулирующим устройством.

Цель работы – оценить эффективность применения управляемой самокомпенсирующейся высоковольтной линии электропередачи в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема».

В процессе исследования проводились расчеты допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, обеспечивающий нормативный коэффициент запаса статической апериодической устойчивости в нормальной и послеаварийной схеме с участком, выполненным воздушными линиями традиционной конструкции и управляемой самокомпенсирующейся линией электропередачи.

В результате исследования определен максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении, выполненным воздушной линией традиционной конструкции и управляемой самокомпенсирующейся линией электропередачи. На основании полученных результатов произведена оценка эффективности применения управляемой самокомпенсирующейся высоковольтной линии электропередачи.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики приведены в разделе 2.3 в таблице 1. настоящей работы.

Область применения: полученные результаты могут иметь технический и практический интерес при строительстве новых и реконструкции, уже имеющихся, воздушных линий электропередачи, а также для развития внутрисистемных и межсистемных высоковольтных связей объединенной энергосистемы.

Экономическая эффективность/значимость работы внедрение компактных воздушных линий являются эффективным решением вопроса о передачи электрической энергии на дальние расстояния.

## Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**связь:** Последовательность элементов электрической сети (линии электропередачи, трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты), соединяющих две части энергосистемы.

**сечение:** Совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей.

**полное сечение:** Совокупность элементов одной или нескольких связей, одновременное отключение которых приводит к разделению энергосистемы на две изолированно работающие части.

**контролируемое сечение:** Совокупность линий электропередачи и других элементов сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления, перетоки активной мощности по которым контролируются и/или регулируются в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы (допустимой токовой нагрузки) линий электропередачи и оборудования.

**нормативное возмущение:** Аварийное возмущение, учет которого необходим при проверке выполнения требований к устойчивости энергосистем и при определении максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

**превышение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении (превышение МДП):** Работа с перетоком активной мощности в контролируемом сечении, превышающим максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении, увеличенный на величину амплитуды нерегулярных колебаний (отклонений) активной мощности, в течение 20 минут и более непрерывно или интегрально.

## **Обозначения и сокращения**

**АДП** – аварийно допустимый переток;

**ВЛ** – воздушная линия;

**ГРЭС** – государственная районная электростанция;

**Д/АВ** – доаварийный;

**Доп.** – допустимый;

**ЛЭП** – линия электропередачи;

**МДП** – максимально допустимый переток;

**МКВЛ** – многоцепные компактные воздушные линии;

**ОКВЛ** – одноцепные компактные воздушные линии;

**ОЭС** – объединенная энергосистема;

**П/АВ** – послеаварийный;

**ПАО СО ЕЭС** – публичное акционерной общество системный  
оператор единой энергетической системы;

**ПО** – предельные отклонения (колебания);

**Пред.** – предельный;

**ПС** – подстанция;

**РПН** – регулирование под нагрузкой;

**СК** – синхронный компенсатор;

**Статком** – статический компенсатор реактивной мощности;

**СТК** – статические тиристорные компенсаторы;

**СУ** – статическая устойчивость;

**СХК** – Сибирский химический комбинат;

**ТЭЦ** – теплоэлектроцентраль;

**УПК** – устройство продольной компенсации;

**УСВЛ** – управляемая самокомпенсирующиеся воздушные линии;

**ФПУ** – фазоповоротное устройство;

**ЭЭС** – электроэнергетическая система;

## Оглавление

Введение.....	16
1 Электропередачи переменного тока.....	18
1.1 История развития электропередачи переменного тока .....	18
1.2 Основные требования к линиям электропередачи.....	21
1.3.1 Повышение номинального напряжения .....	28
1.3.2 Изменение волновых свойств линии.....	30
1.3.3 Уменьшение волновой длины линии .....	32
1.3.4 Применение фазоповоротного устройства .....	34
2 Компактные воздушные линии электропередачи.....	37
2.1 Теоретическая и практическая проработанность вопроса использования компактных воздушных линий на сегодняшний день .....	37
2.2 Основные конструктивные особенности компактных линий электропередачи .....	40
2.3 Погонные и волновые параметры управляемой самокомпенсирующейся воздушной линии .....	45
3 Оценка эффективности применения компактных линий электропередачи в Томской энергосистеме .....	51
3.1 Описание Томской энергосистемы, её «узкие места» .....	51
3.2 Понятие и порядок определение максимально допустимого перетока активной мощности.....	54
3.2.1 Критерий запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности .....	57
3.2.2 Критерий запаса статической аperiodической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки .....	58
3.2.3 Критерий запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности после нормативных возмущений .....	59
3.2.4 Критерий запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки после нормативных возмущений.....	60

3.2.5	Критерий обеспечения допустимой токовой нагрузки электрического оборудования в нормальной схеме и в послеаварийных режимах.....	61
3.2.6	Критерий обеспечения динамической устойчивости после нормативных возмущений .....	62
3.3	Описание модели исследуемой схемы электрической сети .....	63
3.4	Определение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении .....	64
3.4.1	Допустимый переток по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по активной мощности в нормальной схеме .....	65
3.4.2	Допустимый переток по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению в нормальной схеме .....	69
3.4.3	Допустимый переток по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийных режимах.....	73
3.4.4	Допустимый переток по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийных режимах .....	79
3.4.5	Максимально допустимый переток в контролируемом сечении ..	85
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	87
4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований .....	88
4.2	Планирование организационной подготовки к научно – исследовательских работ.....	91
4.2.1	Определение трудоемкости выполнения работ .....	91
4.2.2	Разработка графика проведения научного исследования.....	93
4.2.3	Бюджет научно-технического исследования .....	96
4.2.4	Расчет материальных затрат.....	96
4.2.5	Расчет затрат на оборудование для научных работ.....	98

4.2.6	Заработная плата исполнителей .....	99
4.2.7	Накладные расходы.....	101
4.2.8	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	102
4.3	Оценка эффективности .....	102
	Заключение .....	107
5	Социальная ответственность .....	108
5.1	Анализ вредных и опасных факторов .....	109
5.2	Защита человека от вредных и опасных факторов .....	109
5.2.1	Защита от акустического шума.....	109
5.2.2	Защита от электромагнитных полей .....	111
5.2.3	Параметры микроклимата .....	112
5.2.4	Освещение.....	114
5.2.5	Защита от поражения электрическим током .....	115
5.3	Экологическая безопасность .....	117
5.4	Чрезвычайные ситуации .....	119
5.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	121
	Заключение .....	123
	Заключение .....	124
	Литература .....	127
	Приложение А Параметры тестовой модели .....	132
	Приложение Б Сформированные модели к определению МДП.....	138
	Приложение В Угловые характеристики активной мощности генератора...	140
	Приложение Г Результаты расчетов электрических режимов .....	144

## **Введение**

В последнее время традиционные технологии в электроэнергетике в ряде случаев себя исчерпали, и для дальнейшего успешного развития энергосистем ведется интенсивный поиск новых решений способных повысить их эффективность, снизить затраты на строительство и эксплуатацию электросетевых объектов, повысить надежность электроснабжения и энергетическую безопасность, а также снизить влияние на окружающую среду.

В процессе поиска основное внимание уделяется совершенствованию средств и регулированию параметров режимов в узлах энергосистем, но недостаточное внимание уделяется улучшению характеристик линий электропередачи как главного звена по передаче мощности в энергосистеме от источника к потребителю и приданию им свойств самим участвовать в технологическом процессе регулирования. В ряде работ, выполненных в последние десятилетия В.М. Постолатием, Е.В. Быковой, В.М. Суловым, Ю.Г. Шакаряном и др. показано, что наиболее эффективным способом достижения этой цели является создание электропередач нового типа, осуществляющих изменение собственных эквивалентных параметров и характеристик, в зависимости от режима и значения передаваемой мощности. Такие электропередачи получили название компактных управляемых линий электропередач нового поколения повышенной пропускной способности. Свойства повышенной пропускной способности указанные электропередачи приобрели благодаря их новой компактной конструкции, а управляемости – благодаря использованию современных устройств регулирования.

В данной работе производится оценка эффективности применения управляемых самокомпенсирующихся воздушных линий электропередачи в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема».

Особенностью Томской энергосистемы является большая протяжённость системообразующей сети 220 кВ от центра генерации в



районе г. Томск на север области. Питание потребителей северной части Томской области осуществляется по двухцепной ВЛ 220 кВ Томск – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС протяжённостью более 800 км с девятью промежуточными подстанциями.

В настоящее время параллельная работа ОЭС Сибири и ОЭС Урала по этой связи не осуществляется из-за вероятности перегрузки линий 220 кВ на головных участках транзита, как в нормальных схемах, так и при отключении одной из цепей.

Рассмотрим вариант строительства двухцепной управляемой самокомпенсирующихся воздушных линий электропередачи для повышения надёжности электроснабжения, существующих потребителей северных энергорайонов Томской области, а также для обеспечения параллельной работы ОЭС Сибири и Урала по транзиту 220 кВ Томск – Парабель – Нижневартовская ГРЭС.

## **1 Электропередачи переменного тока**

### **1.1 История развития электропередачи переменного тока**

Первым случаем передачи электрического сигнала на расстояние считается опыт измерения скорости электрического тока, проведенным в середине XVIII века французским аббатом Ж. Н. Нолле. По его указанию монахи Кертизианского монастыря взяли руками за металлический провод и встали в линию длиной более мили, тем самым образовав первую в истории линию электропередачи [1].

В 70-80-х годах XIX столетия с ростом индустриализации возникает потребность в производстве электрической энергии, для обслуживания фабрик, улиц и т.п. Первые в истории электрические станции Эдисона, вырабатывали энергию за счет генераторов постоянного тока. В отличие от генераторов переменного тока, генераторы, вырабатывающие постоянный ток, не требовали синхронизации с подключаемой энергосистемой и допускали простое соединение с потребителями, но имели один существенный недостаток: передача постоянного тока по проводам на большие расстояния сопровождалась значительными потерями на нагрев.

Для уменьшения потерь при передаче, необходимо либо увеличивать сечение проводника и тем самым снижать его сопротивление, либо повышать напряжение, что приведет к снижению силы тока. Поскольку способы эффективного повышения напряжения постоянного тока на тот момент науке не были известны, то в электростанциях Эдисона использовалось напряжение близкое к нуждам потребителя, т.е. колеблющееся в диапазоне от 100 до 200 В. Для эффективного использования электроэнергии, электростанции Эдисона строили рядом с городскими кварталами, крупными фабриками и мануфактурами.

В 1874 году русский инженер Ф.А. Пироцкий предложил использовать в качестве проводника электрической энергии железнодорожные рельсы. Проведя ряд опытов передачи энергии по рельсам

заброшенной ветки Сестрорецкой железной дороги, изобретатель пытался использовать идею для развития городского транспорта и пустить по рельсам-проводникам небольшой вагон. Однако, это оказалось небезопасным для пешеходов и от задуманных планов пришлось отказаться. Гораздо позже, полученные тогда результаты, найдут воплощение в современном метро [1].

Неоспоримость использования для передачи электроэнергии по проводам постоянного тока была очевидна до тех пор, пока в конце 80-х годов XIX столетия бывший ученик Т.А. Эдисона – Н. Тесла не получил патенты на несколько аппаратов переменного тока, положив тем самым начало «войны токов». К этому моменту времени П. Н. Яблочковым было изобретено устройство, изменяющее напряжение переменного тока, названное трансформатором. Трансформатор давал возможность передавать переменный ток на сотни километров, как по магистральным линиям высокого напряжения, так и создавать линии меньшего напряжения для поставки электроэнергии непосредственно потребителям. В мае 1888 года на лекции в Американском институте инженеров-электриков Н. Тесла доказал эффективность использования переменного тока для транспортирования электроэнергии на сотни миль от источника, тем самым разрешив главную энергетическую проблему конца XIX столетия.

В 1891 году отечественным ученым М. О. Доливо-Добровольским была построена первая линия электропередачи трехфазного тока. Энергия передавалась при междуфазном напряжении 15 кВ от гидроэлектростанции на реке Неккар до города Франкфурта на расстояние 170 км с КПД 75%. Технические и экономические достоинства трехфазного тока высокого напряжения привели к широкому строительству электропередачи и сетей [2].

Дальнейшее развитие электропередачи переменного тока было связано с повышением напряжения. В 1901 г. в США была построена линия электропередачи на 50 кВ, а спустя два года напряжение в линиях возросло до 60 кВ. Передаваемые мощности в начале века возросли до 17 МВт, а дальность достигла 350 км [2].

Одновременно с ростом напряжения возникают проблемы, связанные с линейной изоляцией и коронированием проводов.

На основании многочисленных исследований, проводившихся в США, России и Англии, были разработаны два направления решения коронирования проводов, которые используются на практике в настоящее время. Первый способ заключается в увеличении диаметра провода, приводящее к снижению напряженности электрического поля на его поверхности до величины, ограничивающей развитие коронного разряда на проводах. Вторым методом, предложенным в 1910 г. В.Ф. Миткевичем, предполагается применение расщепленных проводов каждой фазы линии.

Проблема линейной изоляции была связана с применением штыревых изоляторов, не позволяющие поднимать напряжение выше 70 кВ. В 1906 г. в США были изобретены подвесные тарельчатые изоляторы, являющиеся прообразом изоляторов современного типа. С их применением были сооружены в 1908–1912 гг. первые линии 110 кВ, в 1920 г. линии на 165 кВ, в 1922 г. на 220 кВ.

В дореволюционной России было построено около 200 км линий электропередачи напряжением 10, 35 и 70 кВ [2]. После Октябрьской революции, все виды электротехники развивались согласно плану «Государственной электрификации России» (ГОЭРЛО). За годы существования ГОЭРЛО в СССР были построены линии на напряжение 110, 150, 220 кВ, заложены основы для создания энергетических систем.

Еще до Великой Отечественной войны в нашей стране были начаты исследования, связанные с созданием оборудования для линии сверхвысокого напряжения 400–500 кВ. После войны, исследования были продолжены и завершились вводом в работу линии электропередачи 400 кВ Куйбышевская ГЭС – Москва в 1956 г. и линии 500 кВ Волгоград–Москва в 1959 г [2].

Сооружение ТЭС и АЭС мощностью 2,4 – 4 ГВт, потребовало для передачи мощности таких станций дальнейшего увеличения напряжения

линий до 600 – 750 кВ. Первая линия напряжением 750 кВ Конаково – Москва составляла протяженность 100 км и была введена в эксплуатацию в 1967 г.

В 70-х годах были начаты работы по созданию оборудования для линий ультравысокого напряжения 1150 кВ. Первая в мире линия этого класса напряжения Экибастуз–Кокчетав–Кустанай–Челябинск вводилась в строй очередями во второй половине 80-х гг.

Освоение каждого следующего класса напряжения требовало проведения необходимого комплекса научно–исследовательских работ по разработке и освоению выпуска нового оборудования.

Мировая практика строительства ЛЭП до середины 60-х годов не отличалась от отечественной. Однако позже на Западе в качестве материала для опор стали использовать металлические многогранные опоры, в то время как, в СССР широкое распространение получили железобетонные конструкции [3].

Начиная с 70-х годов, ученые и инженеры ведут работы направленные на разработку линий электропередачи новых типов, имеющих повышенную пропускную способность и способных в соответствии с режимов принудительно изменять передаваемую по ним мощность. К таким линиям относятся управляемые самокомпенсирующиеся линии, гибкие линии переменного тока, линии со сближенными междуфазными расстояниями и иной конструкцией фазы по сравнению с традиционными линиями. Работы в этих направлениях продолжаются вплоть до настоящего времени.

## **1.2 Основные требования к линиям электропередачи**

Передача и распределение электрической энергии осуществляется по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным к специальным опорным конструкциям или кронштейнам инженерных сооружений с помощью изоляторов и арматуры. Элементы воздушной линии

должны обладать достаточно высокой электрической и механической прочностью, способной выдерживать различные воздействия окружающей среды: ветровое давление, температуру воздуха, гололедные явления, грозовую деятельность и др. В связи с этим, к каждой проектируемой и находящейся в эксплуатации линии предъявляют ряд требований, выполнение которых строго контролируется.

Воздушные линии должны обеспечивать [4]:

- качественную и надежную передачу электроэнергии, обеспечивающее бесперебойное электроснабжение потребителей;
- экономическую эффективность;
- снижение ресурсных, трудовых и капитальных затрат при строительстве и эксплуатации, за счет внедрения прогрессивных проектных решений;
- внедрение прогрессивных технологий строительных и монтажных работ;
- оптимальное использование земли и лесных угодий, за счет применения конструкций и проектных решений, требующих наименьшее отчуждение земли в постоянное и временное пользование;
- соблюдение требований охраны окружающей среды и экологической безопасности;
- удобство эксплуатации и ремонта;
- возможность безопасного выполнения ремонтных работ на ВЛ без снятия напряжения и возможность применения передовых методов эксплуатации;
- выполнение требований задания на проектирование и условий договора на производство проектно-изыскательских работ;
- соблюдение требований Положения ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе.

При выборе трассы новой ВЛ необходимо учитывать наиболее рациональное размещение подстанций и обеспечение возможности заходов и выходов линии с распределительных устройств подстанций. Особое внимание уделяется территории, на месте которой планируется строительство линии. Выбор территории осуществляется с учетом рельефа, климата, водных преград, агрессивности грунта, ее ценности, возможного ущерба, причиняемой в результате строительства и эксплуатации ВЛ, и др. [4]. Трасса ВЛ должна быть по возможности проложена в обход площадей залегания полезных ископаемых, мест с лавинами, оползнями, осыпями, камнепадами, болотами и других особенностей территории способных негативно отразиться на сооружении и безаварийной эксплуатации линии [4].

Конструкция опор и фундамента ВЛ должна обеспечивать надежную эксплуатацию в течение всего срока службы. Для этого необходимо предусматривать меры, направленные на сохранение прочности, устойчивости и жесткости как опоры в целом, так и ее отдельных элементов, которые обеспечиваются за счет использования материалов и проведения конструирования и расчетов в соответствии с требованиями действующих нормативных документов (ГОСТ, СНиП, СТО ПАО «ФСК ЕЭС», технических условий, руководств).

Тип и сечение проводов при проектировании ВЛ производится по результатам технико-экономических расчётов, механических расчётов, по условиям коронного разряда и радиопомех в соответствии с требованиями ПУЭ. Для осуществления возможности плавки гололеда, в местах подверженных гололедообразованию, линии конструируются из проводов одинакового сечения на всем ее протяжении. Грозозащитные тросы рекомендуется изготавливать из сталеалюминевых проводов или проводов из термообработанного алюминиевого сплава со стальным сердечником [4]. Защита проводов и тросов от вибрации и пляски осуществляется за счет применения многочастотных гасителей вибрации и гасителей пляски соответственно.

Количество, тип и материал изоляторов производится с учётом климатических условий (температуры и увлажнения), условий загрязнения, опыта эксплуатации существующих ВЛ, так на ВЛ 220 кВ и выше рекомендуется применять стеклянные изоляторы со сниженным уровнем радиопомех, а на ВЛ 35-220 кВ — стеклянные или полимерные изоляторы, цельнолитые с кремнийорганической защитной оболочкой, оснащённые индикатором перекрытия [4].

При проектировании новых ВЛ, следует применять современную линейную арматуру, прошедшую регламентированную процедуру проверки качества [4]:

- натяжную арматуру: спиральную, клиносочленённую, прессуемую, болтовую;
- арматуру для соединения проводов и грозозащитных тросов в пролёте спиральную и прессуемую;
- термопатроны и спиральную арматуру для соединения шлейфов;
- специальную линейную арматуру для защищённых проводов;
- многочастотные гасители вибрации;
- гасители пляски проводов и тросов, дистанционные распорки-гасители (в районах с частой и интенсивной пляской проводов).

### **1.3 Направления развития электропередачи переменного тока**

С каждым годом наблюдается увеличение потребления электрической энергии в промышленной и социальной сфере. Удовлетворение растущих потребностей достигается путем постоянного повышения максимальной пропускной способности линии электропередачи и увеличения управляемости и устойчивости энергосистем.

Одной из основных характеристик электропередачи является пропускная способность, поскольку она определяет экономические показатели и роль линии в электроэнергетической системе. Под пропускной



способностью линии понимается наибольшая активная мощность, которая может быть передана по линии с учетом всех возможных ограничений [2]. С ее повышением увеличивается влияние линии на режим всей системы и надежность ее работы, улучшаются экономические характеристики линии.

Активная мощность, передаваемая по идеализированной линии без потерь, определяется как:

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_B \cdot \sin \beta_0 \cdot l} \cdot \sin \delta, \quad (1.1)$$

где  $P$  – активная мощность, передаваемая через линию, МВт;

$U_1, U_2$  – векторы напряжения, приложенного в начале и конце линии соответственно, кВ;

$\delta$  – угол сдвига векторов напряжений начало и конца линий, градусы;

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом;

$\beta_0$  – коэффициент изменения фазы электромагнитной волны, эл.град/км;

$l$  – длина линии, км.

Произведение коэффициента изменения фазы и длины линии называется волновой длиной линии ( $\lambda$ ) и измеряется в электрических градусах.

Показателем пропускной способности линии является натуральная мощность. При передаче по идеализированной линии активной мощности, равной натуральной, реактивная мощность в любой ее точке равна нулю. Для реальной линии режим будет близок к этому, но с некоторыми ограничениями [2].

При потреблении нагрузкой активной мощности всегда расходуется определенная реактивная мощность, которая затрачивается на создание переменных электромагнитных полей в электрических сетях, трансформаторах и электродвигателях [5]. Передача, кроме активной реактивной мощности, увеличивает потери напряжения и активной мощности линии, уменьшая тем самым ее пропускную способность, и

поэтому нежелательна. Линия электропередачи потребляет реактивную мощность индуктивную мощность (1.2) и реактивную емкостную мощность, называемой зарядной мощностью (1.3):

$$\Delta Q_x = 3 \cdot I^2 \cdot x_0 \cdot l, \quad (1.2)$$

где  $\Delta Q_x$  – реактивное индуктивное сопротивление линии, Мвар.

$I$  – ток, протекающий по линии, кА.

$$\Delta Q_c = U^2 \cdot b_0 \cdot l, \quad (1.3)$$

где  $\Delta Q_c$  – зарядная мощность линии, Мвар.

В отличие от реактивной индуктивной мощности, потребляемой линией, и пропорциональной квадрату тока, протекающей по ней, зарядная мощность линии не зависит от ее нагрузки. При определенном значении нагрузки потребителей эти мощности станут равными, и т.к. зарядная мощность протекает навстречу реактивной индуктивной мощности, они взаимно скомпенсируются [5]. Если при этом по линии будет протекать только активная мощность, потери в мощности в линии будут минимальными. Величина передаваемой по линии мощности, при которой передача энергии осуществляется с минимальными потерями, называется натуральной мощностью [5].

Натуральной мощности соответствует угол  $90^\circ$  между векторами напряжений начало и конца линии, этот же угол для волновой длины и линии и равенство напряжений между началом и концом линии:

$$P_{\text{нат}} = \frac{U^2}{Z_B} = P_{\text{max}}. \quad (1.4)$$

Знаменатели дробей (1.1, 1.4) определяются электромагнитными свойствами линии – ее индуктивностью и емкостью, которые составляют волновое сопротивление линии:

$$Z_B = \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_0 + j \cdot b_0}}, \quad (1.5)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление проводов (фаз) линии, Ом/км;

$x_0$  – удельное индуктивное сопротивление проводов (фаз) линии, Ом/км;

$g_0$  – активное поперечная проводимость проводов (фаз) линии, Ом/км;

$b_0$  – удельная емкостная проводимость проводов (фаз) линии, Ом/км.

В упрощенной форме пренебрегают потерями мощности на коронирование и на нагрев проводов, выражение (1.5) принимает вид:

$$Z_B = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}}, \quad (1.6)$$

При передаче по линии мощности необходимо выполнять требования по устойчивости связываемых систем или удаленной электростанции с приемной системой. Учет требований по обеспечению статической аperiodической устойчивости связываемых систем производится путем оценки коэффициента запаса статической устойчивости:

$$K_{ст} = \frac{P_{\max} - P_0}{P_0} \cdot 100\%, \quad (1.7)$$

где  $K_{ст}$  – коэффициент запаса статической устойчивости, %;

$P_0$  – мощность турбины, МВт.

Согласно стандарту организации ПАО «СО ЕЭС»: в нормальных режимах энергосистем должен обеспечиваться запас, соответствующий коэффициенту  $K_{ст} \geq 20\%$  [6].

При определении пропускной способности линии необходимо учитывать ограничения по нагреву проводов, поскольку превышение токов в фазах допустимых значений вызывает провисание проводов, что приводит к возможности пробоя воздушного промежутка между проводом и землей. Кроме допустимых токов по нагреву проводов, необходимо учитывать допустимые токи всей коммутационной аппаратуры распределительных устройств, к которым присоединена данная линия.

С учетом всех сказанных выше ограничений на основании выражения (1.2), пропускную способность отдельных линий и электропередач в целом можно повысить следующими мероприятиями [2]:

- повышение номинального напряжения;
- изменение волновых свойств линии;
- уменьшение волновой длины линии, путем уменьшения расстояния между точками линии, в которых поддерживается неизменное напряжение;
- изменение фазового угла сдвига напряжениями по концам линии.

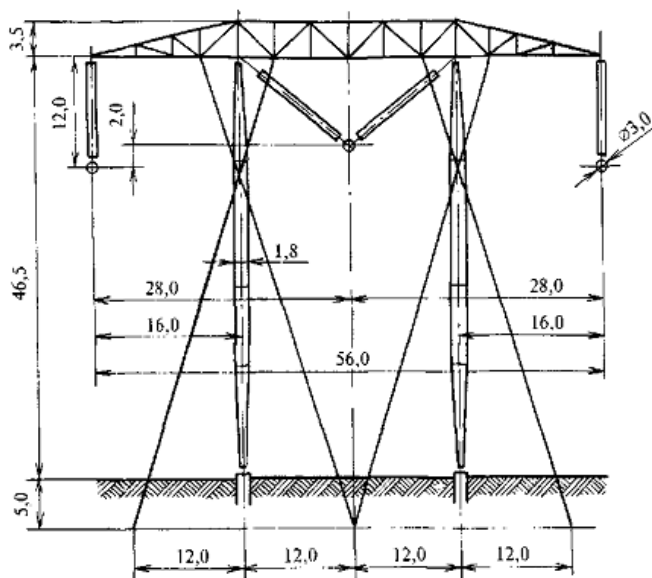
### **1.3.1 Повышение номинального напряжения**

На протяжении всей истории развития энергетики номинальное напряжение линии непрерывно возрастало, что объяснялось ростом потоков энергии и увеличением расстояний от пунктов ее генерации до центров потребления. Освоение каждого нового класса напряжения требовало значительного времени и серьезных научно-исследовательских и конструкторских работ, связанных с разработкой оборудования, методов ограничений перенапряжений, новых видов изоляции и т.д. Эффективность освоения нового класса было целесообразно лишь тогда, когда этот класс позволял поднимать пропускную способность линий в несколько раз.

Если взять существующие шкалы номинальных напряжений, то каждая следующая ступень напряжения превышает предыдущую примерно в 2 раза, что позволяет повысить пропускную способность линий примерно в 4 раза, т.е. следующий класс напряжения должен иметь напряжение 1600-1800 кВ [2].

В некоторых странах проводились эскизные проработки возможности повышения напряжения до ультравысокого уровня, но исследования в данном направлении связаны с созданием необходимого испытательного оборудования. Создание такого оборудования осложняется из-за недостаточной электрической прочности воздуха, который при ультравысоких напряжениях перестает быть изолирующей средой. Кроме этого, если коммутационная аппаратура может быть изготовлена в элегазовом исполнении, то создание трансформаторов, автотрансформаторов

Использование ультравысокого напряжения потребует решение задачи связанной с выбором конструкции фазы и опор линии. Количество проводов в расщепленной фазе должно быть больше, чем в фазе линии 1150 кВ. Если предположить, что количество проводов увеличивается пропорционально напряжению, то в фазе линии 1800 кВ должно быть 13-15 проводов, что увеличит ветровые и гололедные нагрузки на опоры линии [2]. Сама опора будет иметь большую высоту для увеличения воздушного промежутка провод-земля в нижней точке провеса провода, а также для снижения напряженности электрического поля на поверхности земли. Одна из возможных конструкций таких опор приведена на рисунке 1 [2].



Воздействие линий ультравысокого напряжения на окружающую среду еще более усиливается по сравнению с линиями сверхвысокого напряжения. Одним из факторов является повышение напряженности электрического поля на поверхности земли, которая неблагоприятно влияет

на живые организмы. В связи с этим необходимо принимать определенные меры, что отражается на стоимости линии.

### 1.3.2 Изменение волновых свойств линии

Повышение пропускной способности линии можно осуществить путем воздействия на ее электромагнитные свойства за счет изменения конструкции линии, что позволит изменить волновое сопротивление, не изменяя при этом волновую длину линии, и путем введения в нее равномерно распределенных компенсирующих устройств, что позволяет воздействовать как на волновое сопротивление, так и на волновую длину линии.

Влияние на волновое сопротивление осуществляется путем изменения конструкции линии. Такие линии называются компактными, или линии повышенной натуральной мощности, и они будут рассмотрены в следующей главе.

Комбинированное воздействие на волновое сопротивление и волновую длину линии осуществляется путем параллельного или последовательного включения в линию емкостных компенсирующих устройств (рисунок 2) [2].

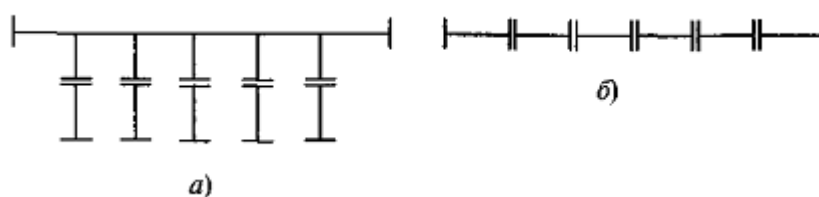


Рисунок 2– Схема емкостной компенсации линии:

а–параллельная, б–последовательная.

Важным условием является равномерное распределение компенсирующих устройств по линии с минимально возможным расстоянием между ними. Использование в качестве устройств емкостей связано с увеличением пропускной способности линии, при индуктивном характере эффект будет обратный. В зависимости от способа подключения

компенсирующих устройств в линию изменяется параметр, оказывающий влияние на волновое сопротивление линии.

В случае параллельного включения, каждое компенсирующее устройство имеет емкостную проводимость, суммарное значение которой может быть найдено как

$$b_{0к} = \frac{\sum b_k}{l}, \quad (1.8)$$

где  $b_{0к}$  – дополнительная емкостная проводимость, создаваемая всеми компенсирующими устройствами, мкСм;

$b_k$  – емкостная проводимость, создаваемая одним компенсирующим устройством, мкСм.

При последовательной емкостной компенсации, удельное продольное сопротивление может быть найдено как

$$x_{0к} = -\frac{\sum x_k}{l}, \quad (1.9)$$

где  $x_{0к}$  – дополнительная емкостная проводимость, создаваемая всеми компенсирующими устройствами, мкСм;

$x_k$  – емкостная проводимость, создаваемая одним компенсирующим устройством, мкСм.

С учетом выражений (1.6, 1.8, 1.9) волновое сопротивление при последовательном и параллельном соединении компенсирующих устройств составит:

$$Z_{Вк//} = \sqrt{\frac{x_0}{b_0 + b_{0к}}}, \quad (1.10)$$

$$Z_{Вк} = \sqrt{\frac{x_0 - x_{0к}}{b_0}}, \quad (1.11)$$

где  $Z_{Вк//}$  – волновое сопротивление при параллельном соединении компенсирующих устройств, Ом;

$Z_{Вк}$  – волновое сопротивление при последовательном соединении компенсирующих устройств, Ом;

Волновая длина компенсированной линии в зависимости от фазного коэффициента распространения электромагнитной волны будут равны:

$$\lambda_{\text{БК//}} = l \cdot \sqrt{x_0 \cdot (b_0 + b_{0\text{к}})}, \quad (1.12)$$

$$\lambda_{\text{БК}} = l \cdot \sqrt{(x_0 - x_{0\text{к}}) \cdot b_0}, \quad (1.13)$$

где  $\lambda_{\text{БК//}}$  — волновая длина линии при параллельном соединении компенсирующих устройств, электрические градусы;

$\lambda_{\text{БК}}$  — волновая длина линии при последовательном соединении компенсирующих устройств, электрические градусы;

Из полученных выражений следует, что при параллельной и последовательной емкостной компенсации волновое сопротивление компенсированной линии меньше, а натуральная мощность и пропускная способность больше, чем для линии без компенсирующих устройств. Волновая длина компенсированной линии при параллельном соединении емкостных устройств будет больше волновой длины некомпенсированной линии, при последовательном соединении емкостей — меньше волновой длины некомпенсированной линии.

Параллельная емкостная компенсация оказывается значительно менее эффективной, чем последовательная, поскольку при параллельной компенсации волновой длине  $90^\circ$  соответствует длина линии 1124 км, при последовательной — 2121 км [2]. На практике устройства, с помощью которых осуществляется последовательная емкостная компенсация линии, получило название устройство продольной компенсации (УПК).

### **1.3.3 Уменьшение волновой длины линии**

Ряд компенсирующих устройств, к которым относятся синхронные компенсаторы (СК), статические тиристорные компенсаторы (СТК) и статический компенсатор реактивной мощности (Статком), включенные параллельно по отношению к линии в каких-либо промежуточных ее точках,



способны работать в режиме, как потребления, так и генерации реактивной мощности. Данные устройства могут стабилизировать напряжение в точке включения во всех режимах работы линии. При этом линия разбивается на ряд участков с неизменными напряжениями по концам. Пропускная способность такой линии определяется пропускной способностью наиболее длинного участка, тем самым в выражении (1.1) волновая длина всей линии, заменяется длиной наиболее протяженного участка. Угол сдвига между напряжениями по концам линии будет равен сумме углов сдвига между напряжениями по каждому участку.

Перечисленные выше компенсирующие устройства увеличивают пропускную способность электропередачи путем регулирования напряжения и обеспечения баланса реактивной мощности в точке его подключения. Для простейшего случая, приведенного на рисунке 3, когда один компенсатор включен в середине линии при  $U_1=U_2=U_3=\text{const}$ , реактивные мощности конца первого и начала второго участков определяется как [2]

$$Q_{к1} = -\text{ctg} \frac{\lambda}{2} + \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\frac{\lambda}{2})} - P_{нб}^2}, \quad (1.14)$$

$$Q_{н2} = \text{ctg} \frac{\lambda}{2} - \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\frac{\lambda}{2})} - P_{нб}^2}, \quad (1.15)$$

где  $Q_{к1}$  – реактивная мощность конца первого участка, МВар;  
 $Q_{н2}$  – реактивная мощность начала второго участка, МВар;  
 $P_{нб}$  – наибольшая передаваемая по линии мощность, МВт.

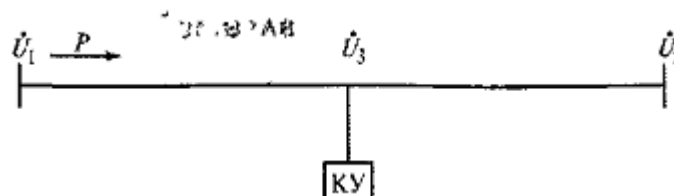


Рисунок 3 – Схема включения управляемого компенсирующего устройства

Для поддержания заданного значения напряжения реактивная мощность участков линии, примыкающих к точке включения

компенсирующего устройства, должна быть скомпенсирована, поэтому мощность компенсирующего устройства, необходимая для обеспечения  $U_3 = \text{const}$ :

$$Q_{\text{к.у.}} = Q_{\text{к1}} + Q_{\text{н2}} \delta, \quad (1.16)$$

где  $Q_{\text{к.у.}}$  – реактивная мощность компенсирующего устройства, Мвар.

Мощность  $Q_{\text{к.у.}}$  определена в предположении, что потребности концов линии в реактивной мощности, обеспечиваются за счет шин передающей и приемной систем.

### 1.3.4 Применение фазоповоротного устройства

Управление передаваемой по линии мощности может осуществляться изменением фазного угла сдвига между напряжениями по концам линии. Для этой цели используются фазоповоротные устройства (ФПУ), включаемые последовательно в начале линии.

В создании ФПУ используется то обстоятельство, что напряжение каждой фазы сдвинуто по отношению к междуфазному напряжению двух других фаз на  $90^\circ$ . Схема ФПУ приведена на рисунке 4 [2].

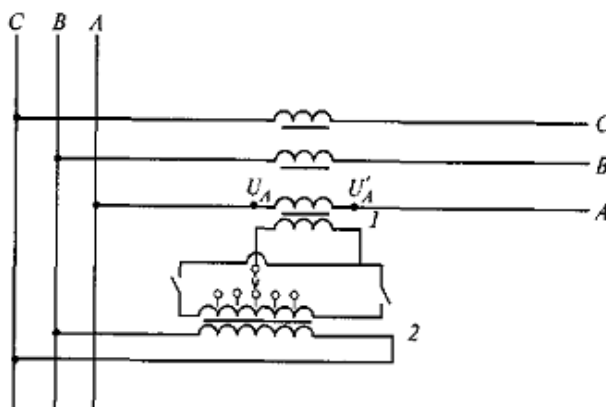


Рисунок 4–Схема фазоповоротного устройства

На основании рисунка 4, ФПУ состоит из двух трансформаторов: последовательного–1 и возбуждающего–2. Первичная обмотка возбуждающего трансформатора включена на междуфазное напряжение фаз

$B$  и  $C$ ; эта обмотка имеет ответвления, которые могут переключаться с помощью устройства, аналогичному устройству РПН. Обмотка имеет также контакторы, с помощью которых изменяется полярность напряжения.

Вторичная обмотка возбуждающего трансформатора соединена со вторичной обмоткой последовательного трансформатора, первичная обмотка которого включена в фазу  $A$  линии. В результате напряжение в начале линии, создаваемое первичной обмоткой последовательного трансформатора, есть векторная сумма двух напряжений:  $\dot{U}_A$  и  $\dot{U}_B$ . В результате напряжение фазы  $A$  в начале линии смещается по отношению к напряжению шин, к которым подключена линия, на некоторый угол  $\pm\Delta\delta$ . Угол между напряжениями по концам линии равен:

$$\delta' = \delta \pm \Delta\delta, \quad (1.17)$$

где  $\delta'$  – угол между напряжениями по концам линии с применением ФПУ, град;

$\Delta\delta$  – изменение угла между напряжениями по концам линии, град.

Угол  $\delta'$  может регулироваться как по значению, так и по знаку, поэтому угол  $\delta'$  может изменяться в сторону, как увеличения, так и уменьшения. Сказанное выше иллюстрирует векторная диаграмма ФПУ, приведенная на рисунке 5 [2].

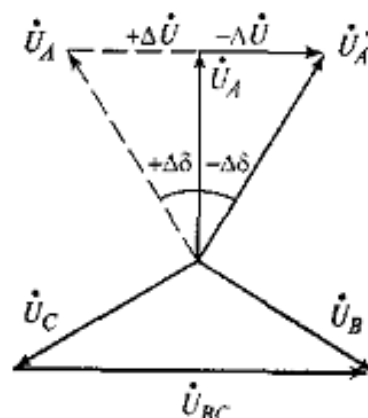


Рисунок 5– Векторная диаграмма фазоворотного устройства

Фазоповоротные устройства установлены во всех фазах линии. Поэтому напряжение в начале линии может смещаться на угол  $\pm\Delta\delta$  относительно напряжения конца линии  $\dot{U}_2$ , а значит, будет изменяться передаваемая по линии мощность.

Линии, оснащенные устройствами УПК, СК, СТК, Статком, ФПУ, называются управляемыми или гибкими линиями от англоязычного названия Flexible Alternative Current Transmission Systems (FACTS). Данные устройства позволяют практически безынерционно управлять потоками мощности по линиям переменного тока. Изменение передаваемой мощности электропередачи осуществляется путем воздействия на один из параметров линии: СТК воздействует на напряжение, УПК – на электромагнитные характеристики линии, а ФПУ – на угол передачи. Однако, как уже отмечалось выше, увеличение пропускной способности линии можно осуществить без применения специальных устройств, путем изменения ее традиционной конструкции. Рассмотрим абсолютно иной подход к решению задачи увеличения пропускной способности линий, связанный, с применением компактных управляемых линий электропередачи.

## **2 Компактные воздушные линии электропередачи**

### **2.1 Теоретическая и практическая проработанность вопроса использования компактных воздушных линий на сегодняшний день**

В настоящее время большое значение уделяется формированию объединенных электроэнергетических систем, выборе межсистемных и межгосударственных транзитов мощности, а также модернизация распределительных электрических сетей. Основными проблемами, возникающими при решении данных задач, являются [7]:

- обоснование и создание электропередач в соответствии с заданными параметрами и пропускной способностью;
- обеспечение управляемости электропередач, регулирование режимных параметров, величины и направления потоков мощности;
- выполнение всех требований технического характера, а также ограничений по экологическим показателям, минимально возможному отчуждению земельных угодий под строительство;
- сооружение электропередач при минимально возможных капитальных вложениях при строительстве и минимальных затратах при эксплуатации.

Традиционная конструкция линий электропередач и регулирующего оборудования по целому ряду показателей не в полной мере удовлетворяет предъявляемым к ним требованиям. Например, увеличение пропускной способности линии достигается путем постоянной модификации существующих сетей. Для этого применяют следующие методы [8]:

- замена проводов на большие поперечные сечения,
- строительство дополнительных ВЛ,
- повышения напряжения,
- расщепление фаз;

- применение различных средств регулирования.

Перечисленные способы имеют ряд существенных недостатков. Так, например, замена проводов на большие поперечные сечения увеличивает массу сталеалюминевых проводов, что при заданных стрелах провеса, ветровых и гололёдных воздействиях создаёт повышенные нагрузки на элементы опор, на которые старые опоры часто не рассчитаны, и возникает необходимость в установке дополнительных опор линий электропередач. Строительство дополнительных воздушных линий требует значительных капиталовложений, временных затрат и получения разрешений на строительство [8]. Дополнительные трудности могут вызвать строительство в густонаселенных районах, районах частных земель, национальных парках, заповедниках и других зон с запретом на строительство. При повышении напряжения и расщепления фаз также возникает необходимость перестраивать всю линию. Переход на более высокие классы напряжения также сопровождается проблемами экологического характера.

Другим способом увеличения пропускной способности линий электропередач является применение на воздушных линиях различных средств регулирования типа FACTS. Большинство воздушных линий, находящихся в эксплуатации, обладают недостаточно хорошими первичными параметрами, поэтому применение на таких линиях устройств регулирования сопровождается низкой эффективностью их использования и большими затратами.

В связи с указанными проблемами и успешным развитием энергосистем, в области повышения пропускной способности и надежности электроснабжения потребителей, рядом отечественных и зарубежных научно-исследовательских, проектных и производственных организаций были созданы линии электропередачи переменного тока нового типа, обладающих существенно более высокими техническими и экономическими показателями. К числу таких электропередач относятся компактные управляемые воздушные линии переменного тока. Основные идеи создания

таких линий состоят в использовании дополнительных технических возможностей в конструкции линий переменного тока, которые по целому ряду причин не были замечены и реализованы ранее.

Компактные управляемые линии электропередачи представляют собой комплекс технических решений по применению одноцепных и многоцепных воздушных линий в новом схемно-конструктивном исполнении в сочетании с современными средствами регулирования, к которым относятся FACTS – технологии.

Использование компактных воздушных линий по сравнению с воздушными линиями традиционной конструкции позволяет [9]:

- снизить затраты на передачу мощности и энергии за счет уменьшения удельных затрат на 10-20%,
- осуществить принудительное перераспределение потоков активной и реактивной мощности,
- сократить в 1,5-2 раза площади земельных угодий на строительство линий, снижают суммарные потери электроэнергии в энергосистеме,
- повысить механическую устойчивость воздушной линии при воздействии неблагоприятных атмосферных факторов,
- эффективно использовать устройства регулирования реактивной мощности,
- обеспечивать управление величиной и направлением потоков мощности в электрических сетях.

Рассмотрим конструктивные особенности компактных линий электропередачи, благодаря которым обеспечиваются преимущества данных линий по сравнению с линиями традиционной конструкции.

## 2.2 Основные конструктивные особенности компактных линий электропередачи

В основу конструкции компактных воздушных линий положено следующее техническое решение: если устранить раскачивание, ветром проводов, установив между ними жесткие распорки, то фазы линии можно значительно сблизить, не опасаясь электрического пробоя или механического повреждения вследствие соударения проводов при неблагоприятном атмосферном воздействии [10]. Уменьшение расстояния между фазами и создание компактных конфигураций их расположения в одноцепных и многоцепных воздушных линиях позволяет воздействовать на параметры электромагнитного поля в междуфазном и окружающем линию пространстве. Усиление поля внутри линии позволяет улучшить электрические параметры, увеличить пропускную способность и технические характеристики линии, а ослабление поля во внешнем пространстве улучшает экологические показатели воздушной линии [10]. Компактное расположение фаз обеспечивается путем изменения числа и конфигурации их расположения, а также конструкции расщепления фаз.

В компактных воздушных линиях фаза имеет нетрадиционную конструкцию: плоскую, эллиптическую или параболическую (рисунок 6) [2].

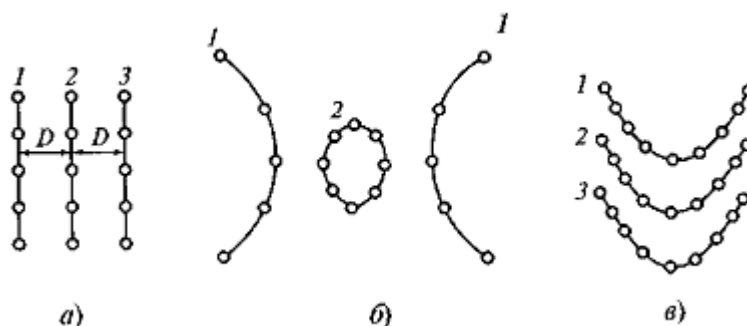


Рисунок 6 – Возможные конструкции фаз для компактных линий:

а – плоские; б – эллиптические; в – параболические

Характерной особенностью таких конструкций является значительно большее расстояние между отдельными проводами фазы, которое может



достигать до 1 м [2]. Это позволяет устранить взаимное влияние электрических полей отдельных проводов и обеспечить равномерное распределение зарядов по поверхности каждого из проводов. Зависимость пропускной способности линии от количества проводов в фазе становится линейной, и пропускную способность линии можно увеличивать путем увеличения количества проводов фазы.

Существенным технико-экономическим достоинством компактных воздушных линий является возможность монтировать провода расщепленных фаз не все сразу, а постепенно доводить число проводов в фазах до проектного по мере повышения фактических нагрузок.

При использовании традиционной основной изоляции для воздушных линий – воздуха, сокращение изоляционных расстояний между проводами и землёй, т.е. повышение компактности ЛЭП достигается за счёт использования следующих технологий [10]:

- использование экранированных проводов и проводов с увеличенным диаметром;
- применение высокопрочных полимерных линейных изоляторов нового поколения;
- установка столбовых ограничителей перенапряжений;
- применение многогранных и конических металлических опор;
- использование изолированных проводов.

В настоящее время к компактным воздушным линиям относятся [11]:

- компактные трехфазные одноцепные воздушные линии (ОКВЛ);
- компактные многоцепные трехфазные воздушные линии (МКВЛ);
- управляемые двухцепные и многоцепные самокомпенсирующиеся воздушные линии (УСВЛ);
- комбинированные управляемые воздушные линии, включающие компактные воздушные линии (ОКВЛ и/или МКВЛ) и УСВЛ.

Регулирование режимных параметров одноцепных и двухцепных компактных ВЛ может осуществляться с помощью регулирующих устройств типа FACTS, установленных в отдельных узлах электропередачи.

Для осуществления компактного расположения фаз должны быть использованы специальные конструкции опор, исключающими наличие заземленных элементов опор между фазами, применены специальные виды подвесок проводов на опорах, например, с помощью V-образных гирлянд изоляторов или изоляционных траверс и других изоляционных конструкций, ограничивающих смещение сближенных фаз между собой [12]. Для обеспечения механической устойчивости сближенных фаз в пролетах могут быть использованы различные изоляционные межфазовые элементы (изоляционные распорки, изоляционные стяжки и другие).

В одноцепных компактных трехфазных ВЛ минимально допустимыми принимаются расстояния между всеми тремя фазами. Величины минимально допустимых расстояний между сближенными фазами могут составлять [12]

$$D'=(0,3 \div 0,4) \cdot D \quad (2.1)$$

где  $D'$  – расстояние между фазами на воздушной линии обычной конструкции, м;

$D$  – расстояние между фазами на воздушной линии обычной конструкции, м.

На рисунке 7 приведена конструкция опоры для одноцепной компактной ВЛ-220 кВ [11].

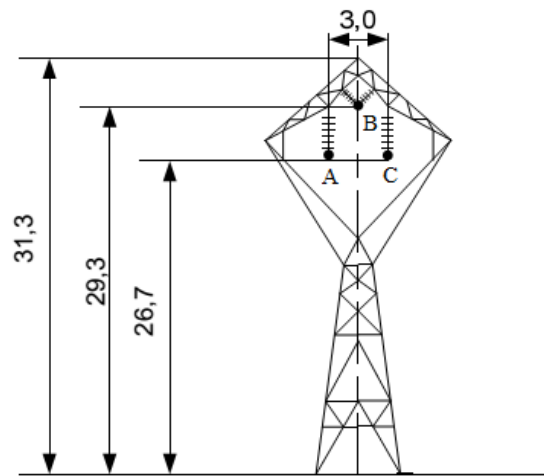


Рисунок 7 – Одноцепная компактная ВЛ-220 кВ.

Двухцепные и многоцепные компактные воздушные линии отличаются от описанной выше конструкции одноцепной трехфазной воздушной линии только тем, что они содержат две или более одноцепных трехфазных компактных линий, расположенных на одной опоре, каждая из которых находится по одну сторону стойки опоры или конструктивных элементов опоры.

В компактных двухцепных воздушных линиях минимально допустимыми выбираются расстояния между фазами каждой цепи, а расстояния между цепями из-за наличия между ними стойки (или других элементов) опоры могут быть приняты такими же, как на обычных линиях (рисунок 8) [12].

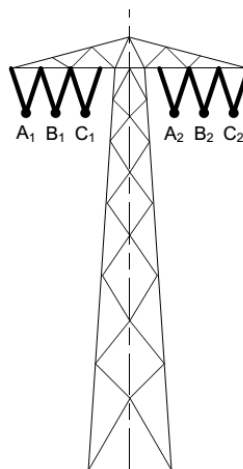


Рисунок 8 – Двухцепная компактная воздушная линия на опоре башенного типа

В рассмотренных выше компактных линиях, сближенными являются фазы только своих цепей, т.е. каждая трехфазная цепь имеет свою автономную конструкцию не связанную с другой цепью. Такое чередование фаз называется симметричным. Применение в таких линиях различных устройств поперечной или продольной компенсации, изменяют эквивалентные параметры электропередач в целом, но собственные параметры линии, к которым относятся индуктивное сопротивление, емкостная проводимость и волновое сопротивление, при этом не изменяются [12].

Поиск новых возможностей повышения пропускной способности и управляемости электропередач переменного тока позволило разработать на базе компактных электропередач двухцепные воздушные линии, в которых осуществляется не только внешнее, но и внутреннее регулирование параметров линии в целом. Линии электропередачи, обладающие такими свойствами, получили название управляемых самокомпенсирующихся воздушных линий.

Принципиальное отличие УСВЛ от компактных воздушных линий состоит в том, что попарно сближенными приняты фазы разных цепей. Такое расположение фаз называется транспонированным. Сближенные фазы в пролетах фиксируются друг относительно друга с помощью изоляционных элементов – гирлянд изоляторов (стяжек) или изоляционных распорок, которые при воздействии неблагоприятных атмосферных факторов практически снимают проблему пляски и вибрации проводов линии [7]. Цепи УСВЛ располагаются на общих опорах (одно, двух, четырехстоечных), возможно расположение пар сближенных фаз на отдельных опорах. Возможны варианты нетрадиционных подвесок фаз на опорах, что при определенных расчетных условиях может обеспечить работоспособность конструкций сближенных фаз без установки между ними в пролетах изоляционных элементов [7].

На рисунке 9 приведен один из возможных вариантов конструкции опор УСВЛ [7].

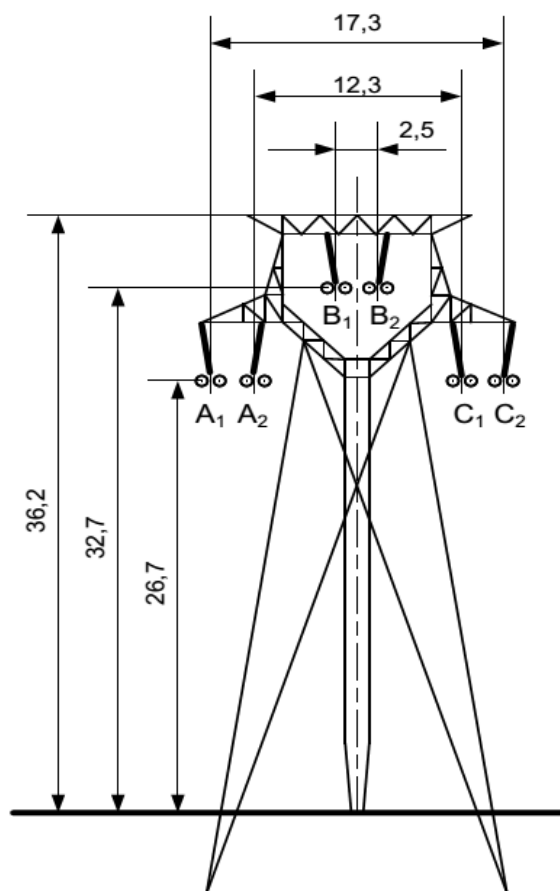


Рисунок 9 – Опора двухцепной УСВЛ-220 кВ типа «Чайка»

Поскольку в данной работе производится оценка эффективности применения УСВЛ, то далее рассмотрим их основную физическую сущность, обеспечивающее им преимущества по сравнению с ВЛ традиционной и компактной конструкции.

### **2.3 Погонные и волновые параметры управляемой самокомпенсирующейся воздушной линии**

Благодаря сближению фаз в УСВЛ создается большое взаимное электромагнитное влияние цепей друг на друга [13]. При отсутствии взаимного электромагнитного влияния, т.е. до сближения фаз, параметры цепей характеризуются только собственными значениями индуктивного

сопротивления ( $x_0$ ), емкостной проводимости ( $b_0$ ) и волнового сопротивления ( $Z_B$ ), то после сближения появляются взаимные составляющие, а именно  $x_{0M}$ ,  $b_{0M}$ ,  $Z_{BM}$  и результирующие параметры фаз принимают новые эквивалентные значения [14]:

$$x_{0Э} = x_0 + x_{0M} \cdot e^{j\theta}, \quad (2.2)$$

$$b_{0Э} = b_0 - b_{0M} \cdot e^{j\theta}, \quad (2.3)$$

$$Z_{BЭ} = Z_B + Z_{BM} \cdot e^{j\theta}, \quad (2.4)$$

где  $x_{0Э}$  – удельное результирующее значение индуктивного сопротивления, Ом/км;

$b_{0Э}$  – удельное результирующее значение емкостной проводимости, Ом/км;

$Z_{BЭ}$  – результирующее значение волнового сопротивления, Ом;

$\theta$  – угол сдвига трехфазной системы векторов напряжений одной цепи по отношению к другой, электрические градусы.

Изменение угла  $\theta$  может осуществляться целенаправленно – путем плавного или дискретного регулирования.

При дискретном регулировании величина угла является фиксированным и может принимать два значения:  $\theta = 0^\circ$  и  $\theta = 120^\circ$  [12]. Указанные угловые сдвиги систем векторов напряжений цепей создаются путем соответствующего переключения фаз в схемах присоединения управляемой самокомпенсирующейся воздушной линии к шинам подстанций.

Для плавного регулирования требуется установка фазоповоротных устройств трансформаторного или автотрансформаторного типа. При этом величина угла  $\theta$  изменяется в пределах от 0 до  $180^\circ$  [12].

На рисунках 9 и 10 приведены схемы двухцепных УСВЛ с дискретным и плавным регулированием параметров соответственно [15].

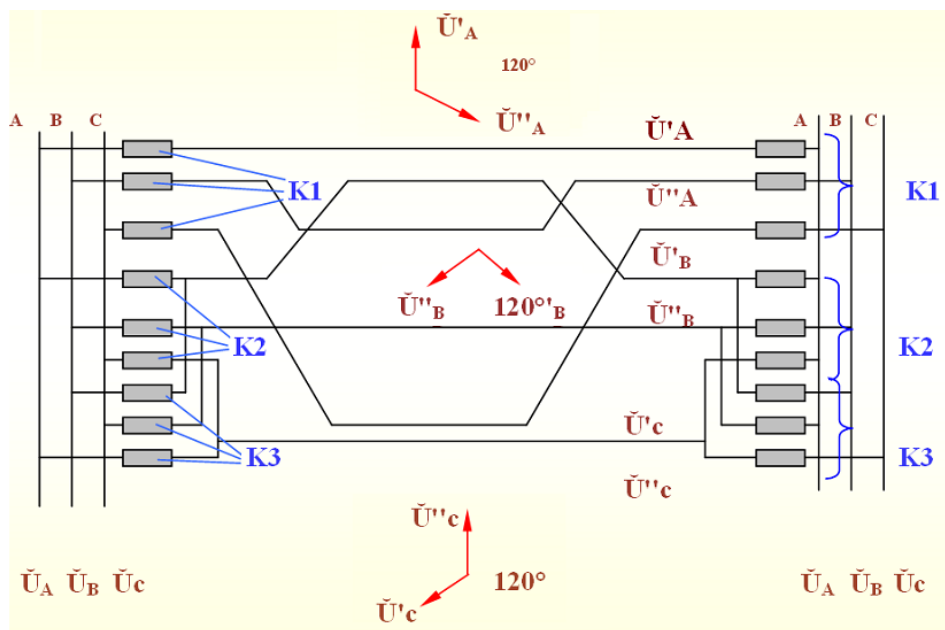


Рисунок 10 – Схема дискретного регулирования УСВЛ

$\theta=0^\circ$  – включены выключатели K1 и K2 (K3 отключены);  $\theta=120^\circ$  – включены K1 и K3 (K2 отключены)

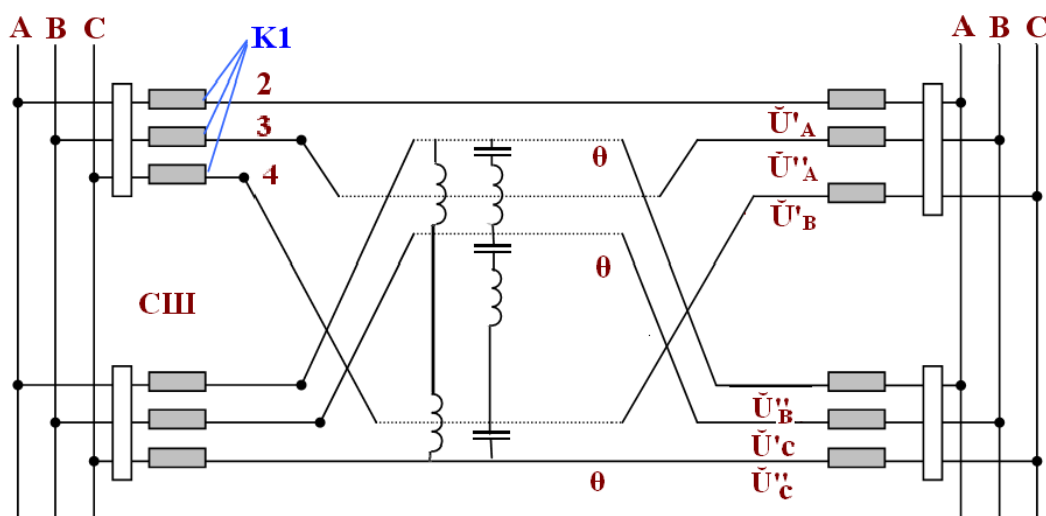


Рисунок 11– Схема плавного регулирования УСВЛ

Необходимость в изменении угла  $\theta$  вызвана его влиянием на величину волнового сопротивления и передаваемой мощности линии.

Из выражения (2.2) следует, что при изменении взаимного расположения векторов напряжений от нуля до  $180^\circ$  ( $120^\circ$ ), сопротивление  $x_{0M}$  будет также изменяться по значению и знаку, соответственно будет

изменяться и значение  $x_{0Э}$ . Минимальное значение  $x_{0Э}$  будет при  $\Theta = 180^\circ$  ( $120^\circ$ ), поскольку  $x_{0М}$  при этом будет иметь максимальное отрицательное значение:

$$x_{0Э} = x_0 - x_{0М}. \quad (2.5)$$

Максимальное значение  $x_{0Э}$  при  $\Theta = 0^\circ$ :

$$x_{0Э} = x_0 + x_{0М}. \quad (2.6)$$

Одновременно будет изменяться и эквивалентная емкостная проводимость  $b_{0Э}$  каждого провода, увеличиваясь по мере увеличения угла  $\Theta$  от нуля до  $180^\circ$  ( $120^\circ$ ) поскольку [14]:

- при  $\Theta = 0^\circ$

$$b_{0Э} = b_0 - b_{0М}. \quad (2.7)$$

- при  $\Theta = 180^\circ$  ( $120^\circ$ )

$$b_{0Э} = b_0 + b_{0М}. \quad (2.8)$$

Величина индуктивного сопротивления и емкостной проводимости оказывает влияние на значение волнового сопротивления [14]:

- при  $\Theta = 0^\circ$

$$Z_{BЭ} = Z_B + Z_{BМ}, \quad (2.9)$$

- при  $\Theta = 180^\circ$  ( $120^\circ$ )

$$Z_{BЭ} = Z_B - Z_{BМ}, \quad (2.10)$$

При углах в диапазоне  $\theta = 0 \div 180^\circ$  эквивалентные значения параметров принимают промежуточные значения.

Минимально допустимое расстояние между сближенными фазами и угол  $\theta = 180^\circ$  ( $120^\circ$ ) обеспечивает снижение волнового сопротивления фаз в управляемых самокомпенсирующихся линиях на 30-40 % по сравнению с исходными значениями до сближения [14]. Уменьшение волнового сопротивления вызвано снижением до минимально возможного значения индуктивного сопротивления и увеличением до максимально возможного значения емкостной проводимости (1.6). Благодаря этому увеличивается на



30-40 % величины натуральной мощности линии, а соответственно и ее пропускной способности. Режим при  $\theta = 180^\circ$  ( $120^\circ$ ) необходим при максимальной передаваемой мощности ( $P_{\max}$ ).

При уменьшении передаваемой мощности целесообразно регулировать угол  $\theta$  в меньшую сторону, а в пределе при холостом ходе линии - устанавливать значение  $\theta = 0^\circ$ . При этом фазы линии обладают минимальной удельной зарядной мощностью, что создает возможность обеспечивать поддержание заданного уровня напряжения вдоль линии при минимальных величинах мощности шунтирующих реакторов.

Для увеличения глубины и диапазона регулирования технических характеристик управляемых самокомпенсирующихся линий, или придания им дополнительных качеств для них могут быть использованы практически все средства регулирования и компенсации, которые применяются в современной практике для обычных линий электропередач переменного тока [15].

В таблице 1 приведены технические параметры ВЛ нового поколения [7].

Таблица 1–Расчетные параметры двухцепной УСВЛ напряжением 220 кВ

Наименование параметров	Единицы измерения	На одну цепь
Напряжение	кВ	220
Марка провода		АС-240/32
Активное сопротивление фазы ( $r_0$ )	Ом/км	0,118
Удельное индуктивное сопротивление фаз ( $x_0$ )		
при $\theta=0^\circ$	Ом/км	0,359
при $\theta=120^\circ$	Ом/км	0,252
при $\theta=180^\circ$	Ом/км	0,218
Удельная емкостная проводимость фаз ( $b_0$ )		
при $\theta=0^\circ$	См/км· $10^{-6}$	3,34
при $\theta=120^\circ$	См/км· $10^{-6}$	4,563
при $\theta=180^\circ$	См/км· $10^{-6}$	4,672
Волновое сопротивление фаз ( $Z_B$ )		
при $\theta=0^\circ$	Ом/км	328
при $\theta=120^\circ$	Ом/км	235
при $\theta=180^\circ$	Ом/км	216

К настоящему времени рядом организаций проведены в большом объеме теоретические и экспериментальные исследования УСВЛ и выполнены проектные разработки. Построены и более 15 лет находятся в эксплуатации в Молдавской энергосистеме самокомпенсирующиеся высоковольтные линии на напряжение 10, 35, 110 кВ. На практике подтверждены улучшенные технические и экономические характеристики данных линий и получены результаты, которые свидетельствуют о более высокой надежности данных линий по сравнению с обычными ВЛ.

На данный момент выполнены проектные работы по ряду вариантов УСВЛ-220 кВ, проведены исследования и принципиальные проработки вариантов УСВЛ-330, 500 кВ, а также УСВЛ более высоких классов напряжения [14]. Все это позволяет ставить вопрос о реальном проектировании и практическом создании двухцепных УСВЛ различных классов напряжения для работ в сложных электроэнергетических системах.

Далее на базе полученных результатов и разработок рассмотрены возможные технические решения для выдачи мощности удаленных электростанций с помощью двухцепных УСВЛ класса 220 кВ в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема».

### **3 Оценка эффективности применения компактных линий электропередачи в Томской энергосистеме**

#### **3.1 Описание Томской энергосистемы, её «узкие места»**

Формирование Томской энергосистемы началось с шестидесятых годов прошлого столетия в городе Томске и прилегающих к нему районах, но в наиболее активную стадию процесс формирования энергосистемы вступает в семидесятые-восемидесятые годы. В этот период начинается освоение северных нефтегазовых месторождений и строительство рядом с ними новых городов, электроснабжение которых осуществлялось с помощью линий электропередачи и подстанций.

На сегодняшний день распределение электроэнергии по территории области осуществляется по электрическим сетям напряжением от 0,4 до 220 кВ. Связь области с соседними энергосистемами, к которым относятся Красноярская, Кузбасская, Новосибирская и Тюменская, осуществляется по ВЛ 500 и 220 кВ. Общая протяженность ВЛ 110 кВ и выше составляет 7619,5 км (в одноцепном исполнении) [16]. На территории области эксплуатируется одна ПС 500/220 кВ с установленной мощностью автотрансформаторов 1002 МВА и 105 подстанций 110-220 кВ с установленной мощностью трансформаторов 7888,3 МВА [16].

Основными источниками энергоснабжения Томской области являются электростанции: Томская ГРЭС-2 и Томская ТЭЦ-3, установленной мощности 331 МВт и 140 МВт соответственно, а также ТЭЦ СХК, установленной мощности 549 МВт [16]. Остальные энергетические мощности представлены объектами малой генерации промышленных предприятий: газотурбинными и газопоршневыми электростанциями, установленной мощности 99,9 МВт [16].

К промышленным предприятиям, влияющим на изменение потребления энергосистемы, относятся предприятия нефтегазодобывающей,

нефтеперерабатывающей, химической промышленности и газопроводный, нефтеперекачивающий транспорт. Помимо предприятий нефтегазового комплекса на территории области функционируют предприятия машиностроения и металлообработки, лесопромышленного и строительного секторов, а также транспорта, сельского хозяйства и коммунально-бытового сектора.

Энергосистема Томской области поделена на два энергетических района: северный и южный. Основные источники генерации сосредоточены в южном энергетическом районе, в то время как значительная доля потребителей электрической энергии, главным образом предприятия нефтегазового комплекса, расположены на севере региона. Транспорт электрической энергии с юга на север осуществляется по длинным линиям напряжением 110–220 кВ, имеющим на сегодняшний день очень высокую загрузку, приводящую к тому, что в послеаварийных и ремонтных режимах этих ВЛ требуется ограничение нагрузки потребителей. В связи с этим, в некоторых узлах энергосистемы практически исчерпана возможность подключения новых потребителей к электрической сети.

Томская энергосистема является дефицитной по мощности. Разницу между выработкой и потреблением мощности покрывают межсистемные электрические связи с энергосистемами Красноярской и Кемеровской областей. Питание южного энергетического района осуществляется от ОЭС Сибири по двум ВЛ 500 кВ, двум ВЛ 220 кВ и одной ВЛ 110 кВ [16].

Основной системообразующей линией Томской энергосистемы является двухцепная ВЛ 220 кВ Томск – Володино – Парабель – Советско-Соснинская длиной более 770 км. Из-за большой протяженности и малой пропускной способности эта линия не может служить в качестве транзитной для параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Урала. В настоящее время точкой разделения электрических потоков этих энергосистем являются ПС 220 кВ Парабель и ПС 220 кВ Вертикас, тем самым потребители Томской

области севернее этих подстанций получают электроэнергию из Тюменской энергосистемы.

Решение перечисленных выше особенностей Томской энергосистемы сдерживаются рядом следующих факторов [16]:

- высокий износ энергетического оборудования, несбалансированность имеющихся и требуемых мощностей электросетевой и теплосетевой инфраструктуры;
- недостаточно эффективное использование имеющихся мощностей по производству тепловой и электрической энергии, значительные потери энергоресурсов в процессе их производства и транспортировки до потребителя;
- низкая вовлеченность в хозяйственный оборот местных, возобновляемых и нетрадиционных топливно-энергетических ресурсов;
- недостаточная мотивация производителей и потребителей энергоресурсов к внедрению энергосберегающих технологий.

Для решения указанных факторов разработано Предложения по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше по годам на период 2015-2019 гг [16]. В данном документе приведен перечень сетевых ограничений в электрических сетях Томского ПМЭС и комплекс мероприятий, направленных на снятие этих ограничений и обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

На данный момент, к сечению с сетевым ограничением относится двухцепная ВЛ-220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская, поскольку в случае аварийного отключения в ремонтной схеме одной из двух оставшихся в работе линий, нагрузка потребителей, запитанных от ряда подстанций Советско-Соснинской, Чапаевки, Каргаска, Вертикоса, Завьялова, Раскина, остается без питания электрической энергии [16]. Именно в указанном сечении осуществляется оценка эффективности замены линий традиционной конструкции на управляемые компактные линии. Оценка предложенного варианта осуществляется путем сравнения

максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении ВЛ-220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская. Рассмотрим понятие и порядок определения максимально допустимого перетока активной мощности.

### **3.2 Понятие и порядок определение максимально допустимого перетока активной мощности**

При расчете перетоков в контролируемом сечении необходимо различать два таких понятия как максимально допустимый переток и аварийно допустимый переток.

Максимально допустимый переток активной мощности – наибольший переток активной мощности в контролируемом сечении, определяемый диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающий допустимые параметры электроэнергетического режима в нормальной (ремонтной) схеме и в послеаварийных режимах после нормативных возмущений [17].

Аварийно допустимый переток активной мощности – наибольший переток активной мощности в контролируемом сечении, определяемый диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающий допустимые параметры электроэнергетического режима в нормальной (ремонтной) схеме [17].

Несмотря на схожесть определений между МДП и АДП имеется существенное различие: МДП определяет наибольший допустимый переток в нормальном режиме работы контролируемого сечения, а АДП определяет наибольший допустимый переток в вынужденном режиме работы контролируемого сечения.

Переход к вынужденному режиму работы контролируемого сечения обуславливает превышение МДП. Данный режим допускается для предотвращения или уменьшения ограничений потребителей, потери

гидроресурсов, при необходимости строгой экономии отдельных видов энергоресурсов, неблагоприятном наложении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сети, а также в режимах минимума нагрузки при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности АЭС [17]. С течением времени переток активной мощности в контролируемом сечении должен быть уменьшен до значений не превышающих МДП. В контролируемом сечении восстанавливается нормальный режим работы.

МДП должен соответствовать следующим критериям [17]:

- коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,20;
- коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,15;
- коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях – не менее 0,08;
- коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях – не менее 0,10;
- отсутствие нарушения динамической устойчивости при нормативных возмущениях.
- токовые нагрузки электросетевого и генерирующего оборудования не превышают длительно допустимых значений в нормальной (ремонтной) схеме и аварийно допустимых (на время 20 минут) значений в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях.

Расчёт МДП осуществляется с помощью утяжеления электрического режима. Под утяжелением понимается пошаговое изменение параметров режима, приводящее к увеличению перетока активной мощности в контролируемом сечении. Совокупность параметров, изменяемых в ходе

утяжеления называется траекторией утяжеления. При задании траектории утяжеления могут быть использованы следующие параметры электроэнергетического режима:

- активная и реактивная мощность нагрузки в узле расчетной модели;
- активная мощность генерации в узле расчетной модели.

Если параметром утяжеления является активная мощность нагрузки в узле, то траектория утяжеления дополняется соответствующим изменением реактивной мощности нагрузки. При отсутствии данных о зависимости реактивной мощности от активной мощности нагрузки, изменение реактивной мощности нагрузки в узле должна быть выбрана таким образом, чтобы коэффициент мощности оставался неизменным.

При использовании в качестве параметра утяжеления активной мощности генерации в узле в первую очередь изменяется мощность генерации станций, изменение режима работы которых осуществляется при оперативном управлении режимом ЭЭС [17].

Траектории утяжеления задаются сбалансированными, т.е. приращение активной мощности нагрузки соответствует приращению активной мощности генерации; снижение мощности генерации в дефицитной части энергосистемы соответствует увеличению мощности генерации в избыточной части энергосистемы и т.д. В качестве расчетной траектории утяжеления должна приниматься траектория утяжеления, которой соответствует наименьший предельный по статической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении.

Рассмотрим расчетные выражения для определения МДП согласно критериям указанным выше.



### 3.2.1 Критерий запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности

Величина допустимого перетока активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме определяется по формуле [17]:

$$P_{\text{доп СУ}} = (1 - K_{\text{зап СУ}}) \cdot P_{\text{пред}} - \Delta P_{\text{но}}, \quad (3.1)$$

где  $P_{\text{доп СУ}}$  – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме, МВт;

$K_{\text{зап СУ}}$  – нормативный коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности, составляет 20 %;

$P_{\text{пред}}$  – предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении, МВт;

$\Delta P_{\text{но}}$  – амплитуда нерегулярных колебаний (отклонений) активной мощности в контролируемом сечении, МВт, определяется на основании анализа фактического изменения перетоков активной мощности в контролируемом сечении.

При отсутствии возможности определения величины амплитуды нерегулярных колебаний (отклонений) активной мощности в контролируемом сечении допускается определять величину амплитуды нерегулярных отклонений активной мощности в полном контролируемом сечении по формуле [17]:

$$\Delta P_{\text{но}} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{н1}} \cdot P_{\text{н2}}}{P_{\text{н1}} + P_{\text{н2}}}}, \quad (3.2)$$

где  $K$  – коэффициент, характеризующий способ регулирования перетока активной мощности в контролируемом сечении,  $\sqrt{\text{МВт}}$ , при оперативном регулировании перетока активной мощности  $K = 1,5$ ;

$P_{н1}, P_{н2}$  – активная мощность потребления энергосистемы (части энергосистемы, совокупности энергосистем) с каждой из сторон рассматриваемого сечения, МВт.

### **3.2.2 Критерий запаса статической аperiodической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки**

Величина допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме определяется по формуле [17]:

$$P_{\text{доп } U_{\text{кр}}} = P(U_{\text{доп}}) - \Delta P_{\text{но}}, \quad (3.3)$$

где  $P_{\text{доп } U_{\text{кр}}}$  – допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме, МВт;

$P(U_{\text{доп}})$  – переток активной мощности в контролируемом сечении, соответствующий допустимому напряжению в контролируемых узлах, МВт;

Величина допустимого напряжения в узле нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме, по которой определяется допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки, рассчитывается по формуле [17]:

$$U_{\text{доп}} = \frac{U_{\text{кр}}}{(1 - K_{\text{зап } U_{\text{кр}}})}, \quad (3.4)$$

где  $U_{\text{доп}}$  – допустимое напряжение в узле нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме, кВ;

$U_{\text{кр}}$  – критическое напряжение в узле нагрузки, кВ;

$K_{\text{зап } U_{\text{кр}}}$  – нормативный коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки, составляет 15 %.

Величина критического напряжения принимается на основании фактических данных о допустимых режимах работы электродвигательной нагрузки, представленных потребителем (собственником оборудования). При отсутствии более точных данных величину критического напряжения в узлах нагрузки 110 кВ и выше следует принимать равной [17]:

$$U_{\text{кр}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}}, \quad (3.5)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение электрической сети, кВ.

### **3.2.3 Критерий запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности после нормативных возмущений**

Величина допустимого перетока активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийных режимах после нормативных возмущений определяется по формуле [17]:

$$P_{\text{доп СУ д/ав}} = P_{\text{д/ав}}(P_{\text{п/ав}}) - \Delta P_{\text{но}} + \Delta P_{\text{ПА}}, \quad (3.6)$$

где  $P_{\text{доп СУ д/ав}}$  – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме, МВт;

$P_{\text{д/ав}}(P_{\text{п/ав}})$  – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий перетоку активной мощности в

контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт);

$P_{д/ав}$  – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, МВт;

$P_{п/ав}$  – переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения, МВт;

$\Delta P_{ПА}$  – приращение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении за счет реализации управляющих воздействий от устройств и комплексов противоаварийной автоматики, МВт.

Величина перетока активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения, относительно которой должен рассчитываться переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме определяется по формуле [17]:

$$P_{п/ав} = (1 - K_{зап\ СУ\ п/ав}) \cdot P_{пред\ п/ав}, \quad (3.7)$$

где  $K_{зап\ СУ\ п/ав}$  – нормативный коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности, составляет 8 %;

$P_{пред\ п/ав}$  – предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения, МВт.

### **3.2.4 Критерий запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки после нормативных возмущений**

Величина допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийных режимах после нормативных возмущений определяется по формуле [17]:

$$P_{\text{доп } U_{\text{кр д/ав}}} = P_{\text{д/ав}}(U_{\text{доп п/ав}}) - \Delta P_{\text{но}} + \Delta P_{\text{ПА}}, \quad (3.8)$$

где  $P_{\text{доп } U_{\text{кр д/ав}}}$  – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в контролируемом сечении в послеаварийном режиме, МВт;

$P_{\text{д/ав}}$  – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, МВт;

$U_{\text{доп п/ав}}$  – допустимое напряжение в узле нагрузки в послеаварийном режиме, кВ;

$P_{\text{д/ав}}(U_{\text{доп п/ав}})$  – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий допустимому напряжению в контролируемых узлах в послеаварийных режимах после нормативных возмущений, МВт.

Величина допустимого напряжения в послеаварийном режиме определяется по выражению:

$$U_{\text{доп п/ав}} = \frac{U_{\text{кр}}}{(1 - K_{\text{зап } U_{\text{кр п/ав}}})}, \quad (3.9)$$

где  $K_{\text{зап } U_{\text{кр п/ав}}}$  – нормативный коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки, составляет 10%.

### **3.2.5 Критерий обеспечения допустимой токовой нагрузки электрического оборудования в нормальной схеме и в послеаварийных режимах**

Величина допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений определяется по формуле [17]:

$$P_{\text{доп } I_{\text{д/ав}}} = P_{\text{д/ав}}(I_{\text{доп п/ав}}) - \Delta P_{\text{но}} + \Delta P_{\text{ПА}}, \quad (3.10)$$

где  $P_{\text{доп } I_{\text{д/ав}}}$  – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений, МВт;

$P_{\text{д/ав}}$  – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, МВт;

$I_{\text{доп п/ав}}$  – допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме, А, принимается с учетом перегрузки, разрешенной в течение 20 минут;

$P_{\text{д/ав}}(I_{\text{доп п/ав}})$  – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий допустимой токовой нагрузке линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений, МВт.

### 3.2.6 Критерий обеспечения динамической устойчивости после нормативных возмущений

Величина допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций после нормативных возмущений определяется по формуле [17]:

$$P_{\text{доп ДУ}} = P_{\text{пред дин}} - \Delta P_{\text{но}}, \quad (3.11)$$

где  $P_{\text{доп ДУ}}$  – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций в послеаварийном режиме, МВт;

$P_{\text{пред дин}}$  – предельный по динамической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении, МВт.

### 3.3 Описание модели исследуемой схемы электрической сети

Для оценки влияния на МДП ВЛ традиционной и компактной конструкции был смоделирован участок сечения ОЭС Урала – Томская энергосистема: Нижневартонской ГРЭС 220 кВ – Томская ТЭЦ-3 в программном комплексе RastrWin 3 [18]. Сформированная модель состоит из 51 узла, 80 ветвей и включает пять классов напряжения 10, 20, 35, 110, 220 кВ. С одной стороны модель ограничена генератором Нижневартонской ГРЭС (узел №1), соединенный через повышающий трансформатор с принятым контролируемым сечением ВЛ-220 кВ Нижневартонская ГРЭС – Советско-Соснинская. На расстоянии более 700 км от указанного сечения располагается балансирующий узел – генератор Томской ТЭЦ-3 (узел №100), ограничивающий модель с другого конца. Параметры ветвей и узлов модели приведены в приложении А: в таблице А.1 – обобщенные параметры ВЛ традиционной конструкции [19], в таблице А.2 – параметры УСВЛ-220 кВ [7], в таблице А.3 – типы и параметры трансформаторов [20 - 22], в таблице А.4 – величины нагрузки и мощности генераторов [23,24].

Сформированные модели, для линий различных конструкций и при изменении угла  $\theta$  с результатами расчета установившегося режима, приведены в приложение Б.

Для большей информативности и наглядного представления, полученные результаты расчетов, приведены для ряда сечений от Нижневартонской ГРЭС до ПС Парабель 220 кВ.

Величина МДП в контролируемом сечении рассчитана по критериям, указанным в п. 2.1. При расчёте МДП не принимался во внимание критерий динамической устойчивости, поскольку целью расчёта является оценка статической устойчивости энергосистемы при применении линий различных конфигураций. Так же не рассматривался критерий по обеспечению допустимый токовой нагрузке линии, поскольку в различных вариантах

исполнения линии применяется провод одной марки АС-240/32 с допустимой длительной токовой нагрузкой 605 А при температуре 25 °С [25].

Поскольку отсутствует информация о логике действия, настройке, видах, объемах и местах реализации управляющих воздействий от устройств и комплексов противоаварийной автоматики, величиной  $\Delta P_{\text{ПА}}$  пренебрегаем.

Утяжеление режима осуществляется с помощью функции «Утяжеление» ПК RastrWin. В качестве параметра утяжеления используется мощность генерации в узле Нижневартонской ГРЭС (узел номер 1) расчетной модели. На каждом шаге утяжеления активная и реактивная мощность генератора увеличиваются на некоторую величину, сохраняя постоянное значение коэффициента мощности в узле утяжеления. Таким образом, обеспечивается равномерное изменение мощности генерации в узле генератора.

Рассмотрим методику определения МДП по каждому из критериев, указанных выше, при традиционной и компактной конструкции линии.

### **3.4 Определение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении**

Для определения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении необходимо выполнить расчеты по каждому из критериев, описанных в п. 3.2.1 – 3.2.4.

Максимально допустимым перетоком активной мощности в контролируемом сечении будет являться минимальное значение допустимого перетока из полученных величин, определенных по каждому из критериев.



### **3.4.1 Допустимый переток по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по активной мощности в нормальной схеме**

Допустимый по статической устойчивости переток активной мощности определяется в следующем порядке [17]:

1. В расчетной модели задаются контролируемое сечение и расчетная траектория утяжеления.

2. Проводится утяжеление режима до получения последнего предельного по статической устойчивости сбалансированного режима с контролем корректности его параметров в узле утяжеления (соответствие мощности генерации располагаемой мощности и т.д.).

3. В полученном режиме проверяется сохранение статической устойчивости в других сечениях, и в случае её нарушения выполняется коррекция траектории утяжеления и повторяется расчёт.

4. Полученное значение перетока активной мощности в рассматриваемом сечении в предельном по статической устойчивости режиме (при условии сохранения статической устойчивости в других сечениях и отсутствия некорректных параметров электроэнергетического режима в узлах утяжеления) является предельным по статической устойчивости перетоком активной мощности в рассматриваемом контролируемом сечении ( $P_{\text{пред}}$ )

5. Определение величины  $P_{\text{до СУ}}$  выполняется с использованием формулы (3.1).

Следуя указанному алгоритму, определим допустимый по статической устойчивости переток активной мощности. Рассмотрим нарушение статической устойчивости в контролируемом сечении, вызванное превышением угла напряжения предельного значения при увеличении мощности генерации, для различных случаев конструкции линии и

изменении угла сдвига векторов напряжений одной цепи по отношению к другой.

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в традиционном исполнении, то пошаговое увеличение мощности генерации приводит к тому, что при увеличении  $\delta$  более 86,91 град. статическая устойчивость схемы нарушается (Приложение В, рисунок В.1). Переток через контролируемое сечение при  $\delta$  равным 86,91 град. составляет 612,0 МВт (Приложение Г, рисунок Г.1). Полученное значение соответствует допустимому перетоку по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по активной мощности в нормальной схеме. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.1 равна:

$$\Delta P_{\text{н.в.л.}} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{612 \cdot 594,8}{612 + 594,8}} = 26,1 \text{ МВт.}$$

Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности для линии традиционной конструкции на основании выражения (3.1) составляет:

$$P_{\text{доп су вл}} = (1 - 0,2) \cdot 612 - 26,1 = 463,5 \text{ МВт.}$$

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в компактном исполнении и угол сдвига между векторами напряжений одной цепи по отношению к другой составляет 0 градусов, то пошаговое увеличение мощности генерации приводит к тому, что при увеличении  $\delta$  более 87,2 град. статическая устойчивость схемы нарушается (Приложение В, рисунок В.2). Переток через контролируемое сечение при  $\delta$  равным 87,2 град. составляет 617,4 МВт (Приложение Г, рисунок Г.2). Полученное значение соответствует допустимому перетоку по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по активной мощности в нормальной схеме. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.2 равна:

$$\Delta P_{\text{но УСВЛ } \theta=0^\circ} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{617,5 \cdot 600}{617,5 + 600}} = 26,2 \text{ МВт.}$$

Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности для УСВЛ при  $\theta$  равным 0 град. на основании выражения (3.1) составляет:

$$P_{\text{доп СУ УСВЛ } \theta=0^\circ} = (1 - 0,2) \cdot 617,4 - 26,2 = 467,7 \text{ МВт.}$$

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в компактном исполнении и угол сдвига между векторами напряжений одной цепи по отношению к другой составляет 120 град., то пошаговое увеличение мощности генерации приводит к тому, что при увеличении  $\delta$  более 87,45 град. статическая устойчивость схемы нарушается (Приложение В, рисунок В.3). Переток через контролируемое сечение при  $\delta$  равным 87,45 град. составляет 627,0 МВт (Приложение Г, рисунок Г.3). Полученное значение соответствует допустимому перетоку по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по активной мощности в нормальной схеме. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.3 равна:

$$\Delta P_{\text{но УСВЛ } \theta=120^\circ} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{627 \cdot 604,6}{627 + 604,6}} = 26,3 \text{ МВт.}$$

Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности для УСВЛ при  $\theta$  равным 120 град. на основании выражения (3.1) составляет:

$$P_{\text{доп СУ УСВЛ } \theta=120^\circ} = (1 - 0,2) \cdot 627 - 26,3 = 475,3 \text{ МВт.}$$

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в компактном исполнении и угол сдвига между векторами напряжений одной цепи по отношению к другой составляет 180 град., то пошаговое увеличение мощности генерации приводит к тому, что при увеличении  $\delta$  более 87,69 град. статическая устойчивость схемы

нарушается (Приложение В, рисунок В.4). Переток через контролируемое сечение при  $\delta$  равным 87,69 град. составляет 628,4 МВт (Приложение Г, рисунок Г.4). Полученное значение соответствует допустимому перетоку по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по активной мощности в нормальной схеме. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.4 равна:

$$\Delta P_{\text{но УСВЛ } \theta=180^\circ} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{628,4 \cdot 610,4}{628,4 + 610,4}} = 26,4 \text{ МВт.}$$

Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности для УСВЛ при  $\theta$  равным 180 град. на основании выражения (3.1) составляет:

$$P_{\text{доп СУ УСВЛ } \theta=180^\circ} = (1 - 0,2) \cdot 628,4 - 26,4 = 476,3 \text{ МВт.}$$

Результаты расчёта допустимого перетока по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности для различных случаев конструкции линии и при использовании ФПУ, приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Допустимый переток по условию обеспечения запаса статической устойчивости по активной мощности

Конструкция линии	$\theta$ , град.	$P_{\text{пред}}$ , МВт	$\Delta P_{\text{но}}$ , МВт	$P_{\text{доп СУ}}$ , МВт
Обычная ВЛ	—	612,0	26,1	463,5
УСВЛ	0	617,4	26,2	467,7
УСВЛ	120	627,0	26,3	475,3
УСВЛ	180	628,4	26,4	476,3

На основании таблицы 2 следует, что использование УСВЛ позволяет увеличить допустимую передаваемую мощность в нормальной схеме, по условию обеспечения нормативного запаса статической устойчивости по активной мощности, в сравнении с линией традиционной конструкции.

### 3.4.2 Допустимый переток по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению в нормальной схеме

Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению определяется в следующем порядке [17]:

1. В расчетной модели задаются контролируемое сечение, расчетная траектория утяжеления и узлы, в которых осуществляется контроль напряжения.
2. На основании имеющейся или рассчитанной по выражению (3.5) информации о величине критического напряжения в контролируемых узлах выполняется расчет допустимого напряжения в контролируемых узлах по формуле (3.4).
3. Проводится пошаговое утяжеление режима до получения режима, в котором величина напряжения в одном или из нескольких контролируемых узлов равна допустимому напряжению.
4. Определяется величина перетока в контролируемом сечении  $P(U_{\text{доп}})$ , при которой напряжение в контролируемых узлах соответствует допустимому напряжению.
5. С использованием формулы (3.3), рассчитывается допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки.

Следуя указанному алгоритму, определим допустимый по напряжению переток активной мощности. Для этого найдем по выражению (3.5) критическое напряжение для узлов нагрузки 110 и 220 кВ:

$$U_{\text{кр } 110 \text{ кВ}} = 0,7 \cdot 110 = 77 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{кр } 220 \text{ кВ}} = 0,7 \cdot 220 = 154 \text{ кВ}.$$

На основании полученных результатов величина минимально допустимого напряжения в нормальной схеме для узлов нагрузки 110 и 220 кВ по формуле (3.4) равны:

$$U_{\text{доп } 110\text{кВ}} = \frac{77}{(1-0,15)} = 90,59 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{доп } 220\text{кВ}} = \frac{154}{(1-0,15)} = 181,18 \text{ кВ}.$$

Рассмотрим нарушение статической устойчивости в контролируемом сечении, вызванное снижением напряжения до значений минимально допустимого в контролируемом узле нагрузки, для различных случаев конструкции линии и изменении угла сдвига векторов напряжений одной цепи по отношению к другой.

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в традиционном исполнении, то пошаговое увеличение мощности генерации приводит к тому, что при перетоке 598,6 МВт напряжение в узле № 13, 14, 17 и 18 достигает минимально допустимого значения в нормальном режиме (Приложение Г, рисунок Г.5). Полученное значение мощности соответствует допустимому перетоку по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению в нормальной схеме. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.5 равна:

$$\Delta P_{\text{но ВЛ}} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{598,7 \cdot 583,8}{598,7 + 583,8}} = 25,8 \text{ МВт}.$$

Допустимый переток активной мощности, по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению, в линии традиционной конструкции согласно выражению (3.3) равен:

$$P_{\text{доп } U_{\text{кр ВЛ}}} = 598,6 - 25,8 = 572,8 \text{ МВт}.$$

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в компактном исполнении и угол сдвига между

векторами напряжений одной цепи по отношению к другой составляет 0 град., то пошаговое увеличение мощности генерации приводит к тому, что при перетоке 601,2 МВт напряжение в узле № 13, 14, 17 и 18 достигает минимально допустимого значения в нормальном режиме (Приложение Г, рисунок Г.6). Полученное значение мощности соответствует допустимому перетоку по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению в нормальной схеме. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.6 равна:

$$\Delta P_{\text{но УСВЛ } \theta=0^\circ} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{601,3 \cdot 586,4}{601,3 + 586,4}} = 25,8 \text{ МВт.}$$

Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению для УСВЛ при  $\theta$  равным 0 град. на основании выражения (3.1) составляет:

$$P_{\text{доп Укр УСВЛ } \theta=0^\circ} = 601,2 - 25,8 = 575,4 \text{ МВт.}$$

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в компактном исполнении и угол сдвига между векторами напряжений одной цепи по отношению к другой составляет 120 град., то пошаговое увеличение мощности генерации приводит к тому, что при перетоке 609,6 МВт напряжение в узле № 13, 14, 17 и 18 достигает минимально допустимого значения в нормальном режиме (Приложение Г, рисунок Г.7). Полученное значение мощности соответствует допустимому перетоку по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению в нормальной схеме. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.7 равна:

$$\Delta P_{\text{но УСВЛ } \theta=120^\circ} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{609,6 \cdot 594,4}{609,6 + 594,4}} = 26,0 \text{ МВт.}$$

Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по

напряжению в нормальной схеме для УСВЛ при  $\theta$  равным 120 град. на основании выражения (3.1) составляет:

$$P_{\text{доп } U_{\text{кр}} \text{ УСВЛ } \theta=120^\circ} = 609,6 - 26,0 = 583,6 \text{ МВт}.$$

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в компактном исполнении и угол сдвига между векторами напряжений одной цепи по отношению к другой составляет 180 град., то пошаговое увеличение мощности генерации приводит к тому, что при перетоке 610,8 МВт напряжение в узле № 13, 14, 17 и 18 достигает минимально допустимого значения в нормальном режиме (Приложение Г, рисунок Г.8). Полученное значение мощности соответствует допустимому перетоку по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению в нормальной схеме. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.8 равна:

$$\Delta P_{\text{но УСВЛ } \theta=180^\circ} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{610,9 \cdot 595,8}{610,9 + 595,8}} = 26,1 \text{ МВт}.$$

Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению для УСВЛ при  $\theta$  равным 180 град. на основании выражения (3.1) составляет:

$$P_{\text{доп } U_{\text{кр}} \text{ УСВЛ } \theta=180^\circ} = 610,8 - 26,1 = 584,7 \text{ МВт}.$$

Результаты расчёта допустимого перетока по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению нагрузки для различных случаев конструкции линии и при использовании ФПУ, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Допустимый переток по условию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению нагрузки

Конструкция линии	$\theta$ , градусы	$P_{\text{пред}}$ , МВт	$\Delta P_{\text{но}}$ , МВт	$P_{\text{доп } U_{\text{кр}}}$ , МВт
Обычная ВЛ	—	598,6	25,8	572,8
УСВЛ	0	601,2	25,8	575,4
УСВЛ	120	609,6	26,0	583,6
УСВЛ	180	610,8	26,1	584,7



На основании таблицы 3 следует, что использование УСВЛ позволяет увеличить допустимую передаваемую мощность в нормальной схеме, по условию обеспечения нормативного запаса статической устойчивости по напряжению нагрузки, в сравнении с линией традиционной конструкции.

### **3.4.3 Допустимый переток по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийных режимах**

Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийных режимах определяется в следующем порядке [17]:

1. В расчетной модели задаются контролируемое сечение и расчетная траектория утяжеления.
2. Выполняется моделирование послеаварийного режима после нормативного возмущения путем отключения в результате рассматриваемого возмущения соответствующих узлов и ветвей, моделирующих линии электропередачи, электросетевое и генерирующее оборудование.
3. С помощью утяжеления определяется допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме по условию сохранения статической устойчивости ( $P_{\text{пред п/ав}}$ ).
4. В полученном режиме необходимо проверить сохранение статической устойчивости в других сечениях, и в случае её нарушения выполнить коррекцию траектории утяжеления и повторить расчёт.
5. Определяется величина перетока активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения ( $P_{\text{п/ав}}$ ), с использованием формулы (3.7).
6. Используя траекторию утяжеления, в соответствии с которой определен допустимый переток активной мощности в контролируемом

сечении в послеаварийном режиме, выполняется моделирование послеаварийного режима с перетоком активной мощности в контролируемом сечении, соответствующим величине  $P_{п/ав}$ .

7. В полученном режиме осуществляется переход к нормальной схеме, путем включения в результате рассматриваемого нормативного возмущения соответствующих узлов и ветвей, моделирующих линии электропередачи, электросетевое и генерирующее оборудование, и повторяется расчёт установившегося режима.

8. Полученная в результате расчета установившегося режима величина перетока активной мощности в контролируемом сечении соответствует величине доаварийного перетока активной мощности в контролируемом сечении ( $P_{д/ав}(P_{п/ав})$ ), при которой в послеаварийном режиме после нормативного возмущения обеспечивается нормативный (8 %) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении.

9. По формуле (3.6) определяется величина перетока в контролируемом сечении в нормальной схеме, при котором в послеаварийном режиме обеспечивается нормативный запас статической устойчивости по активной мощности.

10. Данный расчёт необходимо повторить для всех возмущений, оказывающих влияние на устойчивость в рассматриваемом сечении. Итоговая величина допустимого перетока в нормальной схеме, при которой обеспечивается нормативный запас статической устойчивости по активной мощности в послеаварийной схеме, соответствует минимальной из полученных величин.

Следуя указанному алгоритму, определим допустимый переток по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийных режимах. В качестве нормативного возмущения принимаем отключение одной из линии сечения Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская.

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в традиционном исполнении, то в результате нормативных возмущений и пошаговом увеличении мощности генерации, переток мощности с сохранением статической устойчивости в оставшемся в работе сечении составляет 587,9 МВт при угле  $\delta$  равным 86,8 град. (Приложение В, рисунков В.5; Приложение Г, рисунок Г.9).

Величина перетока активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме с нормативным 8% запасом статической устойчивости по выражению (3.7) равна:

$$P_{п/ав} = (1 - 0,08) \cdot 587,9 = 540,9 \text{ МВт.}$$

Уменьшением мощности генерации по траектории утяжеления аналогичной предыдущей, снижаем переток в контролируемом сечении до величины 540,8 МВт (Приложение Г, рисунок Г.10). После включения в модели линии электропередачи, отключенной в результате рассматриваемого нормативного возмущения, и расчета установившегося режима, доаварийный переток активной мощности составляет 541,0 МВт (Приложение Г, рисунок Г.11). Полученное значение обеспечивает нормативный коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.11 равна:

$$\Delta P_{но ВЛ} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{540,9 \cdot 530,1}{540,9 + 530,1}} = 24,5 \text{ МВт.}$$

Допустимый переток, по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме, для линии традиционной конструкции согласно выражению (3.6) составляет:

$$P_{доп \text{ СУ д/ав ВЛ}} = 541 - 24,5 = 516,5 \text{ МВт.}$$

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в компактном исполнении и угол сдвига между векторами напряжений одной цепи по отношению к другой составляет 0 градусов, то в результате нормативных возмущений и пошаговом увеличении мощности генерации, переток мощности с сохранением статической устойчивости в оставшемся в работе сечении составляет 598,9 МВт при угле  $\delta$  равным 88,69 град. (Приложение В, рисунков В.6; Приложение Г, рисунок Г.12).

Величина перетока активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме с нормативным 8% запасом статической устойчивости по выражению (3.7) равна:

$$P_{п/ав} = (1 - 0,08) \cdot 598,9 = 551,0 \text{ МВт.}$$

Уменьшением мощности генерации по траектории утяжеления аналогичной предыдущей, снижаем переток в контролируемом сечении до величины 551,0 МВт (Приложение Г, рисунок Г.13). После включения в модели линии электропередачи, отключенной в результате рассматриваемого нормативного возмущения, и расчета установившегося режима, доаварийный переток активной мощности составляет 551,0 МВт (Приложение Г, рисунок Г.14). Полученное значение обеспечивает нормативный коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.14 равна:

$$\Delta P_{\text{но УСВЛ } \theta=0^\circ} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{551,1 \cdot 539,9}{551,1 + 539,9}} = 24,8 \text{ МВт.}$$

Допустимый переток, по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме, для УСВЛ при  $\theta$  равным 0 град. согласно выражению (3.6) составляет:

$$P_{\text{доп СУ д/ав УСВЛ } \theta=0^\circ} = 551 - 24,8 = 526,2 \text{ МВт.}$$

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в компактном исполнении и угол сдвига между векторами напряжений одной цепи по отношению к другой составляет 120 градусов, то в результате нормативных возмущений и пошаговом увеличении мощности генерации, переток мощности с сохранением статической устойчивости в оставшемся в работе сечении составляет 612,0 МВт при угле  $\delta$  равным 88,43 град. (Приложение В, рисунков В.7; Приложение Г, рисунок Г.15).

Величина перетока активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме с нормативным 8% запасом статической устойчивости по выражению (3.7) равна:

$$P_{п/ав} = (1 - 0,08) \cdot 612 = 563,0 \text{ МВт.}$$

Уменьшением мощности генерации по траектории утяжеления аналогичной предыдущей, снижаем переток в контролируемом сечении до величины 563,0 МВт (Приложение Г, рисунок Г.16). После включения в модели линии электропередачи, отключенной в результате рассматриваемого нормативного возмущения, и расчета установившегося режима, доаварийный переток активной мощности составляет 563,0 МВт (Приложение Г, рисунок Г.17). Полученное значение обеспечивает нормативный коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.17 равна:

$$\Delta P_{\text{но УСВЛ } \theta=120^\circ} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{563 \cdot 551,3}{563 + 551,3}} = 25,0 \text{ МВт.}$$

Допустимый переток, по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме, для УСВЛ при  $\theta$  равным 120 град. согласно выражению (3.6) составляет:

$$P_{\text{доп СУ д/ав УСВЛ } \theta=120^\circ} = 563 - 25 = 538,0 \text{ МВт.}$$

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в компактном исполнении и угол сдвига между векторами напряжений одной цепи по отношению к другой составляет 180 градусов, то в результате нормативных возмущений и поэтапном увеличении мощности генерации, переток мощности с сохранением статической устойчивости в оставшемся в работе сечении составляет 617,5 МВт при угле  $\delta$  равным 89,43 град. (Приложение В, рисунков В.8; Приложение Г, рисунок Г.18).

Величина перетока активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме с нормативным 8% запасом статической устойчивости по выражению (3.7) равна:

$$P_{п/ав} = (1 - 0,08) \cdot 617,5 = 568,1 \text{ МВт.}$$

Уменьшением мощности генерации по траектории утяжеления аналогичной предыдущей, снижаем переток в контролируемом сечении до величины 568,0 МВт (Приложение Г, рисунок Г.19). После включения в модели линии электропередачи, отключенной в результате рассматриваемого нормативного возмущения, и расчета установившегося режима, доаварийный переток активной мощности составляет 568,0 МВт (Приложение Г, рисунок Г.20). Полученное значение обеспечивает нормативный коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.19 равна:

$$\Delta P_{\text{но УСВЛ } \theta=180^\circ} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{568 \cdot 555,4}{568 + 555,4}} = 25,1 \text{ МВт.}$$

Допустимый переток, по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме, для УСВЛ при  $\theta$  равным 180 град. согласно выражению (3.6) составляет:

$$P_{\text{доп СУ д/ав УСВЛ } \theta=180^\circ} = 568 - 25,1 = 539,9 \text{ МВт.}$$

Результаты расчёта допустимого перетока по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме, для различных случаев конструкции линии и при использовании ФПУ, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Допустимый переток по условию обеспечения запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийной схеме

Конструкция линии	$\theta$ , град.	$P_{п/а}$ , МВт	$\Delta P_{но}$ , МВт	$P_{доп\text{ СУ д/ав}}$ , МВт
Обычная ВЛ	—	541,0	24,5	516,5
УСВЛ	0	551,0	24,8	526,2
УСВЛ	120	563	25,0	538,0
УСВЛ	180	568,0	25,1	539,9

На основании таблицы 4 следует, что использование УСВЛ позволяет увеличить допустимую передаваемую мощность, по условию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме, в сравнении с линией традиционной конструкции.

#### **3.4.4 Допустимый переток по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийных режимах**

Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийных режимах определяется в следующем порядке [17]:

1. В расчетной модели задаются контролируемое сечение, расчетная траектория утяжеления и узлы, в которых осуществляется контроль напряжения.
2. Выполняется моделирование послеаварийного режима после нормативного возмущения путем отключения в результате рассматриваемого

возмущения соответствующих узлов и ветвей, моделирующих линии электропередачи, электросетевое и генерирующее оборудование.

3. На основании имеющейся или рассчитанной по выражению (3.5) информации о величине критического напряжения в контролируемых узлах выполняется расчет допустимого напряжения в контролируемых узлах в послеаварийном режиме по формуле (3.9).

4. Проводится пошаговое утяжеление режима до получения режима, в котором величина напряжения в одном или из нескольких контролируемых узлов равна допустимому напряжению.

5. В полученном режиме осуществляется переход к нормальной схеме, путем включения в результате рассматриваемого нормативного возмущения соответствующих узлов и ветвей, моделирующих линии электропередачи, электросетевое и генерирующее оборудование, и повторяется расчёт установившегося режима.

6. Полученная в результате расчета установившегося режима величина перетока активной мощности в контролируемом сечении соответствует величине доаварийного перетока активной мощности в контролируемом сечении ( $P_{д/ав}(U_{доп п/ав})$ ), при которой в послеаварийном режиме после нормативного возмущения обеспечивается нормативный (10 %) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по напряжению в узле нагрузки.

7. По формуле (3.8) определяется величина перетока в контролируемом сечении в нормальной схеме, при котором в послеаварийном режиме обеспечивается нормативный запас статической устойчивости по напряжению в узле нагрузке.

8. Данный расчёт необходимо повторить для всех возмущений, оказывающих влияние на устойчивость в рассматриваемом сечении. Итоговая величина допустимого перетока в нормальной схеме, при которой обеспечивается нормативный запас статической устойчивости по активной



мощности в послеаварийной схеме, соответствует минимальной из полученных величин.

Следуя указанному алгоритму, определим допустимый переток по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийных режимах. В качестве нормативного возмущения принимаем отключение одной из линии сечения Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская.

На основании выражения (3.5) и критического напряжения, полученного в п. 3.4.2, определим величину минимально допустимого напряжения в послеаварийном режиме для узлов нагрузки 110 и 220 кВ:

$$U_{\text{доп п/ав 110кВ}} = \frac{77}{(1-0,10)} = 86 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{доп п/ав 220кВ}} = \frac{154}{(1-0,1)} = 171 \text{ кВ}.$$

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в традиционном исполнении, то в результате нормативного возмущения и пошаговом увеличении мощности генерации, напряжение в узлах 13, 14 достигает минимально допустимого значения при перетоке в контролируемом сечении 582,3 МВт (Приложение Г, рисунок Г.21). После включения в модели линии электропередачи, отключенной в результате рассматриваемого нормативного возмущения, и расчета установившегося режима, доаварийный переток активной мощности составляет 582,4 МВт (Приложение Г, рисунок Г.22). Полученное значение мощности соответствует допустимому перетоку по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки в послеаварийном режиме. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.22 равна:

$$\Delta P_{\text{но ВЛ}} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{582,5 \cdot 569}{582,5 + 569}} = 25,5 \text{ МВт}.$$

Допустимый перетока в нормальной схеме, при котором в послеаварийном режиме обеспечивается нормативный запас статической устойчивости по напряжению в узле нагрузке, для линии традиционной конструкции согласно выражению (3.8) равен:

$$P_{\text{доп } U_{\text{кр д/ав ВЛ}}} = 582,4 - 25,5 = 556,9 \text{ МВт.}$$

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в компактном исполнении и угол сдвига между векторами напряжений одной цепи по отношению к другой составляет 0 град., то в результате нормативного возмущения и пошаговом увеличении мощности генерации, напряжение в узлах 10, 13, 14, 17, 18 достигает минимально допустимого значения при перетоке в контролируемом сечении 590,2 МВт (Приложение Г, рисунок Г.23). После включения в модели линии электропередачи, отключенной в результате рассматриваемого нормативного возмущения, и расчета установившегося режима, доаварийный переток активной мощности составляет 590,4 МВт (Приложение Г, рисунок Г.24). Полученное значение мощности соответствует допустимому перетоку по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки в послеаварийном режиме. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.24 равна:

$$\Delta P_{\text{но УСВЛ } \theta=0^\circ} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{590,4 \cdot 576,6}{590,4 + 576,6}} = 25,6 \text{ МВт.}$$

Допустимый перетока в нормальной схеме, при котором в послеаварийном режиме обеспечивается нормативный запас статической устойчивости по напряжению в узле нагрузке, для УСВЛ при  $\theta$  равным 0 град. согласно выражению (3.8) равен:

$$P_{\text{доп } U_{\text{кр д/ав УСВЛ } \theta=0^\circ}} = 590,4 - 25,6 = 564,8 \text{ МВт.}$$

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в компактном исполнении и угол сдвига между

векторами напряжений одной цепи по отношению к другой составляет 120 градусов, то в результате нормативного возмущения и пошаговом увеличении мощности генерации, напряжение в узлах 13, 14 достигает минимально допустимого значения при перетоке в контролируемом сечении 604,6 МВт (Приложение Г, рисунок Г.25). После включения в модели линии электропередачи, отключенной в результате рассматриваемого нормативного возмущения, и расчета установившегося режима, доаварийный переток активной мощности составляет 604,8 МВт (Приложение Г, рисунок Г.26). Полученное значение мощности соответствует допустимому перетоку по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки в послеаварийном режиме. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.26 равна:

$$\Delta P_{\text{но УСВЛ } \theta=120^\circ} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{604,7 \cdot 590}{604,7 + 590}} = 25,9 \text{ МВт.}$$

Допустимый перетока в нормальной схеме, при котором в послеаварийном режиме обеспечивается нормативный запас статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки, для УСВЛ при  $\theta$  равным 120 град. согласно выражению (3.8) равен:

$$P_{\text{доп } U_{\text{кр д/ав УСВЛ } \theta=120^\circ}} = 604,8 - 25,9 = 578,9 \text{ МВт.}$$

Если контролируемое сечение Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская выполнено в компактном исполнении и угол сдвига между векторами напряжений одной цепи по отношению к другой составляет 180 град., то в результате нормативного возмущения и пошаговом увеличении мощности генерации, напряжение в узлах 13, 14 достигает минимально допустимого значения при перетоке в контролируемом сечении 606,7 МВт (Приложение Г, рисунок Г.27). После включения в модели линии электропередачи, отключенной в результате рассматриваемого нормативного возмущения, и расчета установившегося режима, доаварийный переток активной мощности составляет 606,8 МВт (Приложение Г, рисунок Г.28).

Полученное значение мощности соответствует допустимому перетоку по критерию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки в послеаварийном режиме. Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на основании выражения (3.2) и рисунка Г.28 равна:

$$\Delta P_{\text{но УСВЛ } \theta=180^\circ} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{606,8 \cdot 592}{606,8 + 592}} = 26,0 \text{ МВт.}$$

Допустимый перетока в нормальной схеме, при котором в послеаварийном режиме обеспечивается нормативный запас статической устойчивости по напряжению в узле нагрузке, для УСВЛ при  $\theta$  равным 180 град. согласно выражению (3.8) равен:

$$P_{\text{доп } U_{\text{кр д/ав УСВЛ } \theta=180^\circ}} = 606,8 - 26 = 580,8 \text{ МВт.}$$

Результаты расчёта допустимого перетока по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению нагрузки в послеаварийном режиме, для различных случаев конструкции линии и при использовании ФПУ, приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Допустимый переток по условию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению нагрузки в послеаварийном режиме

Конструкция линии	$\theta$ , градусы	$P_{\text{пред}}$ , МВт	$\Delta P_{\text{но}}$ , МВт	$P_{\text{доп } U_{\text{кр д/ав}}}$ , МВт
Обычная ВЛ	—	582,3	25,5	556,9
УСВЛ	0	590,2	25,6	564,8
УСВЛ	120	604,6	25,9	578,9
УСВЛ	180	606,7	26,0	580,8

На основании таблицы 5 следует, что использование УСВЛ позволяет увеличить допустимую передаваемую мощность в нормальной схеме, по условию обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению нагрузки в послеаварийном режиме, в сравнении с линией традиционной конструкции.

### 3.4.5 Максимально допустимый переток в контролируемом сечении

В таблице 6 приведены обобщенные данные по допустимому перетоку активной мощности в контролируемом сечении Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская, выполненное в традиционном и компактном исполнении с использованием ФПУ.

Таблица 6 – Обобщенные данные по расчету допустимого перетока активной мощности

Параметры	$\theta$ , град.	$P_{\text{пред}}$ , МВт	$\Delta P_{\text{но}}$ , МВт	$P_{\text{п/а}}$ , МВт	$P_{\text{доп Укр}}$ , МВт	$P_{\text{доп СУ д/ав}}$ , МВт	$P_{\text{доп Укр д/ав}}$ , МВт
1	2	3	4	5	6	7	8
Нормативный коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности составляет не менее 20%							
Обычная ВЛ	–	612,0	26,1	463,5	–	–	–
УСВЛ	0	617,4	26,2	467,7	–	–	–
УСВЛ	120	627,0	26,3	475,3	–	–	–
УСВЛ	180	628,4	26,4	476,3	–	–	–
Нормативный коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки составляет не менее 15 %							
Обычная ВЛ	–	598,6	25,8	–	572,8	–	–
УСВЛ	0	601,2	25,8	–	575,4	–	–
УСВЛ	120	609,6	26,0	–	583,6	–	–
УСВЛ	180	610,8	26,1	–	584,7	–	–
Нормативный коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме составляет не менее 8 %							
Обычная ВЛ	–	541,0	24,5	–	–	516,5	–
УСВЛ	0	551,0	24,8	–	–	526,2	–
УСВЛ	120	563	25,0	–	–	538,0	–
УСВЛ	180	568,0	25,1	–	–	539,9	–
Нормативный коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки в послеаварийном режиме составляет не менее 10 %							
Обычная ВЛ	–	582,3	25,5	–	–	–	556,9
УСВЛ	0	590,2	25,6	–	–	–	564,8
УСВЛ	120	604,6	25,9	–	–	–	578,9
УСВЛ	180	606,7	26,0	–	–	–	580,8

В таблице 7 приведен МДП в сечении Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская, выполненное в традиционном и компактном исполнении с использованием ФПУ.

Таблица 7 – Максимально допустимый переток активной мощности в сечении Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская

Конструкция линии	$\theta$ , град.	$P_{\text{МДП}}$ , МВт
Обычная ВЛ	—	463,5
УСВЛ	0	467,7
УСВЛ	120	475,3
УСВЛ	180	476,3

На основании таблицы 7 следует, что МДП для линий традиционной конструкции и УСВЛ соответствует допустимому перетоку активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной схеме

#### **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Целью данной выпускной квалификационной работы является оценка эффективности применения управляемой самокомпенсирующейся высоковольтной линии электропередачи в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема». Рассматриваемое сечение относится к «узкому месту» в электрических сетях Томского ПМЭС. Установка управляемой самокомпенсирующейся линии электропередачи направлено на ликвидацию «узкого места» и требует технико-экономического обоснования.

В данном разделе необходимо произвести разработку концепции проекта, организационную подготовку к научно-техническому исследованию, расчет затрат на проведение и реализацию научного исследования, анализ технико-экономической целесообразности научного исследования.

Вопрос о замене воздушной линии традиционной конструкции на управляемую компактную линию возникает в связи с сетевыми ограничениями между Южной и Северной частью энергосистемы Томской области. Северная часть энергосистемы Томской области запитана с двух сторон от Южной части с одной стороны и от Нижневартовской ГРЭС с другой стороны. В зимних режимах работы энергосистемы переток активной мощности в сечении ВЛ-220 кВ Нижневартовская ГРЭС-Советско-Сосниская достигает максимального значения по допустимой токовой нагрузке. При возникновении аварийной ситуации, приводящая к прекращению передачи электрической энергии по ВЛ-220 кВ Нижневартовская ГРЭС-Советско-Сосниская, нагрузка получает питание только от Южной части энергосистемы Томской области. Однако, Южная часть энергосистемы способна осуществлять электроснабжение только небольшой доли потребителей, оставляя остальную часть Северной энергосистемы без электрической энергии.

Для снятия сетевых ограничений планируется строительство ВЛ-500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Сосниская с ПС 500/220 кВ Советско-Сосниская с заходами ВЛ-220 кВ. Альтернативой данному решению может служить строительство ВЛ нового типа – УСВЛ-220 кВ, что также обеспечит полное покрытие потребителей Северной части энергосистемы от Южной в случае возникновения аварийной ситуации, а также позволит управлять величиной передаваемой мощности без отключения потребителей или генерирующей части энергосистемы. Полученные результаты могут иметь практический интерес для организаций: ПАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС», а также для различных конструкторских и проектных компаний.

#### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований**

Оценку коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований произведем методом SWOT – анализа.

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта, на основании которого осуществляется исследование внешней и внутренней среды проекта и оцениваются факторы и явления, способствующие или препятствующие продвижению проекта на рынок [26]. SWOT – анализ состоит из трех этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде [26]. Первый этап SWOT – анализа приведен в таблице 8.



Таблица 8 – Первый этап SWOT – анализа

Сильные стороны	Возможности во внешней среде
С1. Увеличение пропускной способности воздушной линии С2. Снижаются суммарные потери электроэнергии в энергосистеме. С3. Повышается механическая устойчивость воздушной линии при воздействии неблагоприятных атмосферных факторов. С4. Сокращаются площади земельных угодий, отчуждаемых под воздушные линии. С5. Экономия капитальных вложений при строительстве ВЛ	В1. Использование опыта строительства и эксплуатации компактных ВЛ из стран СНГ. В2. С развитием FACTS-технологий увеличивается эффективность использования компактных ВЛ. В3. Появление дополнительного спроса на новый продукт
Слабые стороны	Угрозы внешней среды
Сл1. Сложность проведения ремонтных работ, особенно работ под напряжением. Сл2. Увеличение перетоков активной мощности по реактивным связям. Сл3. Неодинаковость загрузки фаз линии, что затрудняет определение тепловых потерь мощности в проводах фаз ВЛ. Сл4. На время строительства возможны перебои с питанием потребителей. Сл5. Отсутствие опыта строительства и эксплуатации компактных линий в России	У1. Усиление ограничений со стороны зарубежных стран У2. Задержка финансового обеспечения со стороны государства

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды [26]. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	В1	+	+	+	+	+
	В2	+	+	0	0	-
	В3	+	+	+	+	+

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, которая приведена в таблице 10 [26].

Таблица 10 – SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта	Слабые стороны научно-исследовательского проекта
Возможности во внешней среде	В целом, сильные стороны соответствуют возможностям. С течением времени возможно появления новых средств автоматического управления линиями электропередачи, что положительно скажется на эффективности работы компактных ВЛ, но потребует дополнительных затрат на приобретение, установку и эксплуатацию оборудования.	С привлечением опытных специалистов, развитием технологий и соответствующего финансового обеспечения, все это позволяет решить слабые стороны проекта.
Угрозы внешней среды	Из-за нестабильной политической и экономической ситуации в стране и в мире строительство компактных ВЛ, при исправно работающих ВЛ традиционной конструкции, может быть отложено до стабилизации отношений с зарубежными странами и выхода из кризиса в России.	Слабые стороны компактных воздушных линий в условиях происходящих событий оказывают существенное влияние на рассмотрение возможности их строительства только в рамках проекта.

Вывод: проект по строительству компактных воздушных линий, при соответствующем технико-экономическом обосновании, может быть альтернативой строительству ВЛ традиционной конструкции.

## 4.2 Планирование организационной подготовки к научно – исследовательских работ

Организационная подготовка к научно – исследовательским работам заключается в планирование комплекса предполагаемых работ, которые осуществляется в следующем порядке [27]:

- определение структуры работ в рамках технического проекта;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика осуществления технического проекта;
- расчет затрат на осуществление технического проекта;
- оценку эффективности.

### 4.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ

Основная часть стоимости разработки в большинстве случаев состоит из трудовых затрат, которые определяются трудоемкостью работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула [28]:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{\min i} + 2 \cdot t_{\max i}}{5}, \quad (4.1)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями, по выражению [28]:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчета трудоемкости и продолжительности каждой работы с указанием исполнителей всех этапов организационной подготовки к научно – исследовательским работам приведены в таблице 11.

В таблицах использованы следующие сокращения:

Рук – руководитель

ИП – I, II – инженер – проектировщик I и II категории.

Таблица 11 – Этапы и исполнители организационной подготовки к научно – исследовательским работам

Стадии, этапы	Исполнители	$t_{\min}$ чел.- дн	$t_{\max}$ чел.- дн	$t_{ож}$ чел.- дн	$T_p$ раб. дн
1	2	3	4	5	6
Разработка концепции проекта исследования	Рук, ИП-I	3	6	4,2	3
Определение, обоснование и утверждение плана исследования	Рук, ИП-I	5	8	6,2	4

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
Поиск и подготовка необходимого оборудования, программного обеспечения, кабинета, материалов	ИП-I	3	7	4,6	5
Сбор информации об объекте исследования, необходимой литературы, справочных данных	ИП-II	4	8	5,6	6
Предварительные расчеты	ИП-I, ИП-II	5	7	5,8	3
Моделирование объекта исследования в программном комплексе	ИП-I, ИП-II	3	6	4,2	5
Осуществление опытов над моделью объекта и обработка результатов	ИП-I, ИП-II	7	12	9	5
Окончательная корректировка расчетов	ИП-I	3	5	3,8	4
Окончательная корректировка модели объекта	ИП-II	2	4	4,8	5
Осуществление повторных опытов над моделью объекта и обработка результатов	ИП-I, ИП-II	5	9	6,6	4
Подготовка отчетов и записок по проекту	ИП-I, ИП-II	4	6	4,8	3

Таким образом, установленная численность исполнителей организационной подготовки к научно – исследовательским работам составляет 3 человека.

#### 4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

В рамках планирования научно – исследовательской работы необходимо построить ленточный график проекта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Она дает возможность наглядно отслеживать процесс выполнения работ, а также следить за сроками их готовности [28].

Ленточный график организационной подготовки к научно – исследовательским работам приведен на рисунках 12 и 13.

Стадии, этапы	Испол- нители	T <sub>р</sub> раб. дн.	1 месяц, раб.дн.																			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Разработка концепции проекта исследования	Рук	3																				
	ИП-I	2																				
Определение, обоснование и утверждение плана исследования	Рук	4																				
	ИП-I	4																				
Поиск и подготовка необходимого оборудования, программного обеспечения, кабинета	ИП-I	5																				
Сбор информации об объекте исследования, необходимой литературы, справочных данных	ИП-II	6																				
Предварительные расчеты	ИП-I	3																				
	ИП-II	2																				
Моделирование объекта исследования в программном комплексе	ИП-I	3																—		—		—
	ИП-II	5																				

Рисунок 12 – Ленточный график организационной подготовки к научно – исследовательским работам за 1 месяц работы

Стадии, этапы	Исполнители	T <sub>р</sub> раб. дн.	2 месяц, раб.дн.																			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Осуществление опытов над моделью объекта и обработка результатов	ИП-I	5																				
	ИП-II	5																				
Окончательная корректировка расчетов	ИП-I	4																				
Окончательная корректировка модели объекта	ИП-II	5																				
Осуществление повторных опытов над моделью объекта и обработка результатов	ИП-I	4																				
	ИП-II	4																				
Подготовка отчетов и записок по проекту	ИП-I	2															—		—			
	ИП-II	3																				

Рисунок 13 – Ленточный график организационной подготовки к научно – исследовательским работам за 2 месяц работы

В таблице 12 приведена продолжительность работы каждого исполнителя.

Таблица 12 – Продолжительность работы каждого исполнителя

Исполнитель	Продолжительность, дн.
Руководитель	7
Инженер-проектировщик I категории	32
Инженер-проектировщик II категории	30

Из построенной диаграммы Ганта можно сделать вывод: выполнение всего комплекса работ занимает 37 рабочих дней.

### 4.2.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям [26]:

- материальные затраты;
- затраты на оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная и дополнительная заработная плата исполнителей;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- амортизация;
- накладные расходы.

### 4.2.4 Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле [26]:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (4.3)$$

где  $Z_M$  – затраты на материалы, руб;



$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, принимаем равными 0;

$m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида, потребляемых материальных ресурсов, руб./уп., руб/ед;

$N_{расхi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, уп, ед.

Материальные затраты необходимые для данной разработки приведены в таблице 13.

Таблица 13 –Материальные затраты

№	Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Затраты на материалы, тыс.руб
1	Бумага формата А4	уп	2	300	0,600
2	Шариковая ручка	ед	10	40	0,400
3	Картридж черно-белый	шт	2	1600	3,200
4	Картридж цветной	шт	2	1306	2,612
5	RastrWin	ед	2	25283	50,566
6	Microsoft Office Professioanl 2016	ед	2	30099	60,198
7	Microsoft Visio Professioanl 2016	ед	2	13712	27,424
Итого					145,0

Вывод: согласно полученным результатам материальные расходы на осуществление научно-технического исследования составляют 145 тыс. руб.

#### 4.2.5 Расчет затрат на оборудование для научных работ

Затраты, связанные с приобретением оборудования, необходимого для проведения работ приведены в таблице 14.

Таблица 14 –Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, $З_0$ , тыс. руб.
1	Компьютер	2	30,0	60,0
2	Сканер	1	5,0	5,0
3	Принтер	1	10,0	10,0
Итого:				75,0

Для оборудования, используемого при выполнении конкретного исследования и имеющегося в данной научно-технической организации необходимо рассчитать амортизационные отчисления.

Амортизационные отчисления рассчитываются по формуле [26]:

$$A_i = H_A \cdot \frac{Ц_i}{T_{\text{год}}} \cdot m_i, \quad (4.4)$$

где  $A_i$  – амортизационные отчисления для  $i$ -го оборудования, тыс.руб.;

$H_A$  – норма амортизации;

$Ц_i$  – цена  $i$ -го оборудования, тыс.руб.;

$T_{\text{год}}$  – количество дней в году;

$m_i$  – время использования  $i$ -го оборудования в днях.

Норма амортизации определяется согласно выражению [26]:

$$H_A = \frac{1}{T_{\text{п.и.}i}}, \quad (4.5)$$

где  $T_{\text{п.и.}i}$  – срок полезного использования  $i$ -го оборудования, принимаем для каждого оборудования равным 8 лет.

Результаты расчета амортизационных отчислений приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Затраты на амортизацию оборудования

№	Наименование оборудования	Время использования оборудования, дни	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Амортизационные отчисления, тыс.руб
1	Компьютер	37	30,0	0,38
2	Сканер	19	5,0	0,03
3	Принтер	26	10,0	0,09
Итого:				0,50

Вывод: согласно таблице 15, амортизационные отчисления находящегося в эксплуатации оборудования составляет 0,5 тыс.руб.

#### 4.2.6 Заработная плата исполнителей

Расходы на оплату труда определяются по следующей формуле [26]:

$$Зп_{полн} = Зп_{осн} + Зп_{доп}, \quad (6)$$

где  $Зп_{полн}$  – полная заработная плата, тыс.руб.;

$Зп_{осн}$  – основная заработная плата, тыс.руб.;

$Зп_{доп}$  – дополнительная заработная плата, тыс. руб.

Основная заработная плата – это оплата труда за проработанное время и формируется согласно следующему выражению:

$$Зп_{осн} = Зп_{раб.дн.} + Допл + Прем + р.к, \quad (7)$$

где  $Зп_{раб.дн.}$  – тарифная заработная плата с учетом количества отработанных дней, тыс.руб.;

Допл – доплаты, тыс.руб.;

Прем – премии, тыс.руб.;

р.к. – коэффициент, учитывающий районное регулирование заработной платы, тыс.руб., составляет 30% от суммы всех начислений.

Размер доплат и премий принимается согласно таблице 16.

Таблица 16 – Размер доплат и премии

Дополнительные условия оплаты труда	Величина доплат в % от сдельного заработка
надбавка за высокую квалификацию	10,0
доплата за интенсивность труда	15,0
премия за выполнение заданий	5,0

Установим для каждого исполнителя оклад в размере средней заработной плате по промышленности, тогда заработная плата за полностью отработанный месяц будет составлять сумму оклада, доплат, премий и районного коэффициента. Исходя из того, что в месяце 22 рабочих дня, заработная плата за один проработанный день определяется согласно формуле:

$$Зп_{\text{дн}} = Зп_{\text{мес}} / 22. \quad (4.8)$$

Заработная плата с учетом количества отработанных дней, вычисляется по выражению:

$$Зп_{\text{раб.дн.}} = Зп_{\text{дн}} \cdot Т_{\text{р.}} \quad (4.9)$$

Расчет основной заработной платы для каждого исполнителя приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Основная заработная плата исполнителей

Исполнитель	Кол-во раб. дн.	Оклад; тыс.руб.	Допл+прем; тыс. руб.	Зп мес; тыс.руб/мес.	Зп дн; тыс.руб/дн.	Зп осн; тыс.руб.
Рук.	7	20,0	3,0	29,9	1,4	9,8
ИП- I	32	17,0	5,1	28,7	1,3	41,6
ИП- II	30	15,0	3,0	23,4	1,1	33,0
Итого						84,4

Дополнительная заработная плата — это оплата непроработанного времени, предусмотренная законодательством, и составляет 12% от основной заработной платы, тогда полная заработная плата определяется по формуле:

$$Зп_{\text{полн}} = 1,15 \cdot \Sigma Зп_{\text{осн}} = 1,15 \cdot 84,4 = 97,06 \text{ тыс.руб.}$$

Отчисления во внебюджетные страховые фонды ( $O_{c/c}$ ) составляет 30 % от расходов на оплату труда и равны:

$$O_{c/c} = 0,3 \cdot Зп_{\text{полн}} = 0,3 \cdot 97,06 = 29,12 \text{ тыс.руб.}$$

Вывод: на основании полученных результатов, заработная плата исполнителей за все время проведения исследования составит 97,06 тыс.руб. Отчисления во внебюджетные и страховые фонды составит 29,12 тыс.руб.

#### 4.2.7 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов и определяются по формуле [26]:

$$З_{\text{накл}} = (З_{\text{м}} + З_{\text{о}} + A + З_{\text{п полн}} + O_{c/c}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.10)$$

где  $З_{\text{накл}}$  — накладные расходы, тыс.руб;

$k_{\text{нр}}$  — коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем равным 16%.

Накладные расходы составляют:

$$З_{\text{накл}} = (145,0 + 75,0 + 0,5 + 97,06 + 29,12) \cdot 0,16 = 55,5 \text{ тыс.руб.}$$

Вывод: на основании полученных результатов, накладные расходы равны 55,5 тыс.руб.

#### **4.2.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта**

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции [26].

Бюджет затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет бюджета затрат научно - технического исследования

Статьи расходов	Сумма, тыс.руб.	Структура затрат, %
1.Материальные затраты	145,00	36,1
2.Затраты на оборудование	75,00	18,7
3.Амортизационные отчисления	0,50	0,1
4.Основная заработная плата	84,40	20,9
5.Дополнительная заработная плата	12,66	3,2
5.Отчисления на социальные цели	29,12	7,2
6.Накладные расходы	55,50	13,8
Бюджет затрат	402,18	100,0

Вывод: на основании таблицы 18 следует, что бюджет затрат на проведение научно-исследовательских работ составляет 402,18 тыс.руб.

#### **4.3 Оценка эффективности**

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности [26].

### 4.3.1 Интегральный финансовый показатель

Стоимость строительства воздушной линии оценивается по укрупненным показателям стоимости сооружения линий электропередачи напряжением 6-750 кВ для традиционной конструкции и УСВЛ-220 кВ [29,7]. Общая протяженность строительства линии составляет 33,2 км. Цены к 1 кварталу 2016 г. приведены на основании документа [30], путем умножения базовой цены 2000 г. на 5,12.

Укрупненные показатели стоимости строительства ВЛ приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Укрупненные показатели стоимости строительства ВЛ разных конструкций

Наименование строительства	Базовая цена 2000 г., тыс.руб	Цена за 1 квартал 2016 г., тыс.руб	Стоимость строительно-монтажных работ, тыс.руб	Итого, тыс.руб.
Двухцепная ВЛ-220кВ традиционной конструкции Сосновская-Парабель	52668,5	269662,7	80898,8	350561,5
УСВЛ-220кВ Сосновская-Парабель	38180,0	195481,6	58644,5	254126,1

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как [26]:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.11)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$  –го варианта исполнения, тыс.руб;

$\Phi_{\max}$  –максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта, тыс.руб.

Интегральный финансовый показатель для двух вариантов равен:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{350561,5}{350561,5} = 1;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{254126,1}{350561,5} = 0,73.$$

На основании полученных результатов следует, что проект по строительству УСВЛ-220 кВ в 0,73 раза дешевле проекта по строительству ВЛ-220 кВ традиционной конструкции:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} > I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}};$$

$$1 > 0,73.$$

#### 4.3.2 Интегральный показатель ресурсоэффективности

Произведем оценку эффективности применения компактных воздушных линий по сравнению с воздушными линиями традиционной конструкции с помощью интегрального показателя ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i, \quad (4.12)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Устанавливаем 5-ти бальную шкалу оценивания, где 5-полностью удовлетворяет критерию, 0-абсолютно не удовлетворяет критерию.



Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Критерии	Весовой коэффициент показателя	Бальная оценка варианта исполнения		Ресурсоэффективность	
		ВЛ-220 кВ	УСВЛ-220 кВ	ВЛ-220кВ	УСВЛ-220 кВ
Пропускная способность линий электропередачи	0,2	2	4	0,4	0,8
Обеспечение управляемости электропередачи	0,2	2	4	0,4	0,8
Соответствие экологическим показателям	0,15	2	3	0,3	0,45
Капитальные вложения при строительстве и эксплуатации	0,25	3	4	0,75	1,0
Надежность	0,2	3	4	0,6	0,8
Итого	1			2,45	3,85

На основании таблицы 20 следует, что ресурсоэффективность УСВЛ-220 кВ выше по сравнению с ВЛ-220 кВ традиционной конструкции, поскольку:

$$I_{\text{р ВЛ-500кВ}} < I_{\text{р УСВЛ}},$$

$$2,45 < 3,85.$$

#### 4.3.3 Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле [26]:

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{I_{\text{р-исп.}i}}{I_{\text{финр}}}. \quad (4.13)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта определяется по выражению [26]:

$$\Theta_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.}i}}{I_{\text{исп.}j}}. \quad (4.14)$$

Полученные результаты расчетов приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Вариант исполнения	
	ВЛ-220 кВ	УСВЛ-220 кВ
Интегральный финансовый показатель разработки	1,00	0,72
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	2,45	3,85
Интегральный показатель эффективности	2,45	5,35
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,46	2,18

На основании таблицы 21 следует, что внедрение компактных воздушных линий являются эффективным решением вопроса о передачи электрической энергии на дальние расстояния, по сравнению с воздушными линиями традиционной конструкции, поскольку:

$$\Theta_{\text{ВЛ-220кВ}} < \Theta_{\text{УСВЛ-220кВ}},$$

$$0,46 < 2,18.$$

## Заключение

В данном разделе выпускной квалификационной работы была разработана концепция проекта по внедрению компактных воздушных линий электропередачи, спланирована организационная подготовка к научно-техническому исследованию, рассчитаны затраты на проведение и реализацию научного исследования, произведен анализ технико-экономической целесообразности научного исследования.

На основании полученных результатов, сделаны следующие выводы:

- 3 человек выполняют весь комплекс научно-исследовательских работ в течение 37 рабочих дней;
- полные затраты на проведение и реализацию научно-исследовательского проекта составляют 402,18 тыс.руб;
- с помощью интегрального показателя ресурсоэффективности была подтверждена эффективность использования компактных воздушных линий по сравнению с воздушными линиями традиционной конструкции:

$$\mathfrak{E}_{\text{ВЛ-500кВ}} < \mathfrak{E}_{\text{УСВЛ}},$$

$$0,46 < 2,18.$$

## **5 Социальная ответственность**

Любая сфера деятельности человека сопряжена с риском и опасностью, которые проявляются в больших нагрузках и вредностью производства. Для обеспечения безопасности, сохранения здоровья и работоспособности человека в процессе труда разработана система законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, объединенных под общим названием охрана труда.

В решение вопросов охраны труда большое значение имеет социальный аспект, а именно социальная ответственность работодателей за безопасный и безвредный труд работников. Социальная ответственность отражается в поставленных задачах, средствах и способах их решений. Правильный выбор способствует созданию приемлемого уровня жизнеобеспечения своих работников и увеличения эффективности организации трудового процесса.

В данном разделе дипломной работы будет проанализировано влияние воздушной линии электропередачи, как источника появления опасных, вредных факторов и их воздействие на электромонтера подстанции 220 кВ Советско – Сосниская и на окружающую среду.

Электромонтер выполняет работы по монтажу, эксплуатации и ремонту электрооборудования и электрических цепей, как на открытом воздухе, так и в закрытом помещении. Профессия относится к категории Пб по уровню энергозатрат, поскольку связана с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и умеренными физическими нагрузками [31].

Подстанция 220 кВ Советско – Сосниская располагается на северо-западе Томской области в России. Данная местность приравнена к районам Крайнего Севера. Особенностью климата являются резкие перепады атмосферного давления воздуха и температуры. Летом существует вероятность возникновения лесных пожаров.

## **5.1 Анализ вредных и опасных факторов**

Производственные факторы, воздействие которых на работника приводят к снижению его работоспособности и профессиональным заболеваниям, называются вредными.

Производственные факторы, длительное воздействие которых приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья вплоть до смерти работника, называются опасными.

Классификация производственных факторов осуществляется на основании ГОСТ 12.0.003-74 [32].

Электромонтер, в процессе осуществления своей трудовой деятельности, испытывает следующие вредные факторы:

- акустический шум;
- электромагнитные поля и излучения;
- параметры микроклимата;
- освещение.

К опасным факторам трудовой деятельности электромонтера относятся:

- поражение электрическим током;
- пожар.

## **5.2 Защита человека от вредных и опасных факторов**

Защита от длительного однократного или многократного воздействия вредных и опасных производственных факторов обеспечивается снижением их уровня в источнике и применением профилактических и предохранительных мер.

### **5.2.1 Защита от акустического шума**

Источником акустического шума от воздушной линии электропередачи является коронирование проводов. Явление короны заключается в ионизации

воздуха и протекание разрядного тока, сопровождаемое характерным потрескиванием, образованием озона и свечением вблизи поверхности проводов.

Интенсивность шума зависит от напряженности электрического поля поверхности линии, эксплуатационного состояния провода, погодных условий, коронирования изоляторов и арматуры. Превышение допустимых уровней шума вызывает нарушение слуха и снижает производительность труда работающих.

Согласно [33] уровни звукового давления на подстанции не должны превышать значений, указанных в таблице 22.

Таблица 22 – Допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот

Уровни звукового давления, дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Защита от шума должна обеспечиваться применением средств и методов коллективной и индивидуальной защиты.

Методы и средства коллективной защиты включают в себя [34]:

- изменение направленности излучения шума;
- рациональную планировку предприятий и производственных помещений;
- акустическую обработку помещений;
- применение звукоизоляции.

Средства индивидуальной защиты включают в себя использование противошумных вкладышей (беруши), наушников, шлемов и касок, специальных костюмов.

### 5.2.2 Защита от электромагнитных полей

Напряжения и токи в проводах линий электропередачи создают электромагнитные поля в пространстве. Длительное воздействие электромагнитного поля на организм человека могут вызвать нейродегеративные болезни и неврологические расстройства. В связи с этим нормирование и контроль воздействия электромагнитного поля являются важными задачами для обеспечения безопасности работ в электроустановках посредством технических и организационных мероприятий.

Основными параметрами электромагнитных полей являются:

- частота  $f$ , Гц;
- напряженность электрического поля  $E$ , кВ/м;
- напряженность магнитного поля  $H$ , А/м;
- плотность потока энергии  $I$ , Вт/м<sup>2</sup>.

Нормирование электромагнитных полей промышленной частоты осуществляют по предельно допустимым уровням напряженности электрического и магнитного поля в зависимости от времени пребывания в нем.

Для электрического поля установлены следующие предельно допустимые уровни напряженности [35]:

- $E \geq 25$  кВ/м – пребывание в электрическом поле без средств защиты не допускается;
- $20 < E < 25$  кВ/м – пребывание в электрическом поле не более 10 минут;
- при  $5 < E \leq 20$  кВ/м допустимое время пребывания в электрическом поле вычисляют по формуле:

$$T, \text{ часов} = (50 / E) - 2; \quad (5.1)$$

- $E \leq 5$  кВ/м – пребывание в электрическом поле допускается в течение полного рабочего дня.

Для магнитного поля предельно допустимые уровни напряженности приведены в таблице 23 [36].

Таблица 23 – Предельно допустимые уровни магнитного поля

Время пребывания (ч)	Допустимые уровни магнитного поля Н (А/м)/В (мкТл) при воздействии	
	общем	локальном
<1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

Если напряженность электрического и магнитного поля превышает предельно допустимые уровни, должны быть приняты меры по ее снижению.

В местах возможного пребывания человека напряженность электрического и магнитного поля может быть уменьшена путем удаления жилой застройки от воздушной линии, применением экранирующих устройств, установкой заземленных тросов под проводами линий, использование двухцепных воздушных линий с расположением фазных проводов, обеспечивающим максимальную компенсацию электромагнитного поля от фазных токов обеих цепей.

Максимальное сокращение времени пребывания в зоне действия электромагнитного излучения является еще одним из наиболее эффективным способом защиты организма от негативного воздействия электромагнитного излучения.

### 5.2.3 Параметры микроклимата

В процессе труда электромонтер находится под влиянием определенных метеорологических условий, или микроклимата на рабочем месте.

К основным нормируемым показателям микроклимата воздуха рабочей зоны относятся: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха, а также интенсивность теплового излучения различных нагретых поверхностей, оказывающих влияние на параметры микроклимата [31].



Нормирование, перечисленных параметров, осуществляется на основании установленных оптимальных и допустимых микроклиматических условий рабочей зоны.

Оптимальные микроклиматические условия обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 8-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья [31]. Оптимальные параметры микроклимата устанавливаются в зависимости от выполнения работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

Допустимые микроклиматические условия не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности [31]. Они устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

Допустимые микроклиматические условия для рабочей зоны электромонтера приведены в таблице 24 [36].

Таблица 24 – Допустимые величины показателей микроклимата

Период года	Категория по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С
		Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин	
Холодный	Пб (233-290)	15,0 - 16,9	19,1 - 22,0	14,0 - 23,0
Теплый	Пб (233-290)	16,0 - 18,9	21,1 - 27,0	15,0 - 28,0

Продолжение таблицы 24

Период года	Категория по уровню энергозатрат, Вт	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
			Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин
Холодный	Пб (233-290)	15 - 75	0,2	0,4
Теплый	Пб (233-290)	15 - 75	0,2	0,5

В таблице 25 приведена допустимая величина интенсивности теплового облучения, работающая от источников излучения при облучаемой поверхности тела 25-50 % [31].

Таблица 25 – Допустимая величина интенсивного теплового облучения

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м <sup>2</sup> , не более
25-50	70

#### 5.2.4 Освещение

Освещение играет важную роль на рабочем месте. Его избыток, как и недостаток, затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, снижает зрительные функции и способствует развитию глазных заболеваний.

При недостаточном естественном освещении на подстанции применяют общее искусственное освещение. Нормирование общего искусственного освещения осуществляется в зависимости от характеристики зрительной работы, наименьшего размера объекта различения, контраста объекта с фоном и характеристики фона [37]. В таблице 26 приведены нормы освещенности при искусственном общем освещении для работы электромонтера [37].

Таблица 26 – Нормы освещённости на рабочем месте при искусственном общем освещении

Характеристика зрительной работы	Наименьший размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение
					Освещенность, лк
					При системе общего освещения
Малой точности	Св. 1,5 До 5	V	Средний	Средний	200

### 5.2.5 Защита от поражения электрическим током

Основная деятельность электромонтера сопряжена с ремонтом и обслуживанием электроустановок, большая часть из которых находится под напряжением. Согласно [38] рабочее место электромонтера относится к помещению с повышенной опасностью поражения электрическим током.

Воздушные линии электропередачи располагаются на высоте несколько сотен метров от земли, что исключает возможность случайного прикосновения к токоведущим частям. Однако, вероятность поражения электрическим током сохраняется, поскольку время от времени требуется производить обслуживание и ремонт электроустановок в непосредственной близости от частей электрооборудования, находящихся под напряжением.

В целях безопасности перед началом и во время работы в электроустановках, необходимо проводить организационные и технические мероприятия.

К организационным мероприятиям относят выдачу нарядов, распоряжений и допуска к работе, надзор во время работы, оформление перерывов в работе, переводов на другое рабочее место и окончание работы.

Технические мероприятия делятся на коллективные и индивидуальные. К коллективным способам и средствам защиты относятся: отключение

напряжения и принятие мер, препятствующих ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры, проверку отсутствия напряжения, изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, наложение заземлений, вывешивание запрещающих, предупреждающих и предписывающих плакатов.

Индивидуальные изолирующие электрозащитные средства делятся на основные и дополнительные [39].

К основным электрозащитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся: изолирующие штанги всех видов; изолирующие и электроизмерительные клещи; указатели напряжения; устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, устройства для прокола кабеля, указатели повреждения кабелей и т.п.); прочие средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше (полимерные изоляторы, изолирующие лестницы и т.п.).

К дополнительным электрозащитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся: диэлектрические перчатки; диэлектрические боты; диэлектрические ковры; изолирующие подставки и накладки; изолирующие колпаки; штанги для переноса и выравнивания потенциала.

При выборе конкретных видов средств индивидуальной защиты следует пользоваться соответствующими каталогами СИЗ и рекомендациями по их применению.

При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 27 [40].

Таблица 27 – Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением

Напряжение электроустановок, кВ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
ВЛ до 1	0,6	1,0
Остальные электроустановки:		
до 1	не нормируется (без прикосновения)	1,0
1 - 35	0,6	1,0
110	1,0	1,5
150	1,5	2,0
220	2,0	2,5

### 5.3 Экологическая безопасность

Воздушные линии электропередачи оказывают негативное влияние на окружающую среду. Для сооружения линии требуется отвод земель под опоры, вырубка лесов, охотничьих и кормовых угодий. Последствиями отвода земель и вырубка леса являются нарушение экологического равновесия, как флоры, так и фауны, поскольку на вырубленных территориях активно развиваются сорняки и изменяются условия обитания животных.

Чистота трасс воздушных линий обеспечивается с помощью обработки почвы гербицидами, что ведёт к дополнительному загрязнению природы. Профилактическая расчистка трасс механическим способом (вырубка) выводит леса из процесса регенерации кислорода.

При строительстве воздушной линии электропередачи образуются твердые отходы, которые утилизируются на специальных полигонах, путем складирования, обезвреживания и захоронения. Данные методы утилизации

приводят к отравлению почвы, делая ее не пригодной для строительства, земледелия и выпаса скота, к выделению вредных веществ в воздух от материалов, пропитанных токсичными составами.

Введенная в эксплуатацию воздушная линия электропередачи изменяет рельеф местности и оказывают влияние на условия жизни населения вблизи линии и животных, обитающих в лесу. Акустический шум, исходящий от линии, создает дискомфорт. Сильное магнитное поле линии оказывает влияние на телевидение, связь, радио и работу электрооборудования. Напряженность электрического поля вызывает накопление зарядов и возрастание разности потенциалов между изолированными телами и землёй. Рост электрического потенциала вызывает разряды на ветки растений, траву. Небольшая величина таких токов не способна привести к серьёзному поражению, но из-за неприятных ощущений возможна потеря координации и внимания у человека, что в свою очередь может привести к травмированию по причине совершения произвольных или нескоординированных движений. Коронирование проводов на воздушной линии электропередачи сопровождается выделением озона и окислов азота из окружающего провод воздуха, что также неблагоприятно воздействует на растительность и человека. Линии создают препятствия на путях миграции животных и птиц.

Система мер по снижению ущерба от воздушных линий состоит из нескольких групп мероприятий:

1. Совершенствование конструкций воздушных линий электропередач с целью уменьшения площади, отчуждаемой под трассы линий, увеличение их пропускной способности и ограничение напряженности электрического поля под проводами линий. Данное мероприятие реализуется путем использования компактных воздушных линий электропередачи.

2. Рациональное использование трасс линий электропередачи; рекультивация и окультивирование земель, отведенных под трассу с целью вовлечения в сельскохозяйственный оборот, передача пользователям под

покосы, для развития овощных и плодово-ягодных культур, под парниковое хозяйство.

3. Для предотвращения гибели птиц в районах прохождения воздушной линии предусматривается установка противоптичьих заградителей на траверсах и тросостойках опор.

4. Создание санитарно-защитных зон для защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи.

5. Уменьшение шума от воздушной линии электропередачи достигается путем корректировки параметров проводов фазы и их размещения в пространстве.

Альтернативой воздушным линиям служат кабельные линии электропередачи, использование которых на дальние расстояния и номинальные напряжения выше 35 кВ экономически невыгодно.

#### **5.4 Чрезвычайные ситуации**

Среди множества чрезвычайных ситуаций, техногенного, природного, биолого-социального, экологического и военного характера, наиболее типичной для воздушной линии являются возникновение пожаров. Причиной пожара могут служить: электрический ток при работе с электроустановками, открытый огонь, удар молнии, аномально высокая температура воздуха.

Территория подстанции относится к классу «В» по пожарной опасности, так как установленные распределительные устройства с выключателями и аппаратурой, содержат более 60 кг масла в единице оборудования [41].

Различают следующие способы тушения пожаров [42]:

- охлаждение очага горения или горящего материала ниже определенных температур;
- изоляция очага горения от воздуха или снижение концентрации кислорода в воздухе путем разбавления негорючими газами;

- механический срыв пламени сильной струей воды или газа; торможение (ингибирование) скорости реакции окисления;

- создание условий огнепреграждения, при которых пламя распространяется через узкие каналы, сечение которых ниже установленного диаметра.

К средствам тушения относятся все огнетушащие вещества и составы, а также стационарные и мобильные установки, предназначенные для ликвидации очагов загорания, либо их локализации. К ним также относятся автоматические установки пожаротушения, системы сигнализации, оповещатели и техническое оборудование, предназначенное для управления и контроля систем автоматики.

В качестве средств тушения используют [42]:

- воду, пены (различной кратности и химические),
- коллоидные системы, состоящие из пузырьков воздуха или диоксида углерода;

- инертные газовые разбавители (диоксид углерода, азот, аргон, водяной пар, дымовые газы);

- гомо-геновые ингибиторы,
- низкокипящие гологеноуглероды-хлориды;
- гетерогенные ингибиторы — огнетушащие порошки;
- комбинированные составы.

В настоящее время существуют два основных направления минимизации вероятности возникновения пожара на административных объектах — это разработка инженерно-технических и организационных мероприятий. К инженерно-техническим мероприятиям относятся: строительство защитных сооружений, создание санитарно-защитных зон вокруг потенциально опасных объектов, инженерное оборудование территории региона с учётом характера воздействия прогнозируемых ЧС. К организационным мероприятиям относятся обучения электромонтеров



подстанции мерам пожарной безопасности: противопожарный инструктаж (вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый, целевой); изучение и проверка знаний в объеме пожарно-технического минимума; проведение противопожарных тренировок; проведение тренировок по эвакуации людей при пожаре; профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации.

### **5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Для обеспечения безопасности работ электромонтера по обслуживанию подстанции разработаны общие требования безопасности, выполнение которых строго контролируются.

Согласно установленным требованиям, работники, допускаемые к выполнению работ в электроустановках, должны пройти [43]:

- обучение по программам подготовки по профессии;
- первичный инструктаж на рабочем месте;
- проверку знаний инструкций:
- проверку по охране труда;
- проверку по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве;
- проверку по применению средств защиты, необходимых для безопасного выполнения работ;
- проверку по пожарной безопасности.

Работы на высоте более 1,3 м над уровнем земли, пола, площадки проводятся с применением предохранительного пояса.

Для защиты головы от ударов случайными предметами в помещениях с действующим энергооборудованием, в закрытых распределительных устройствах, открытых распределительных устройствах необходимо носить защитную каску, застегнутую подбородным ремнем [43].

При недостаточной освещенности рабочей зоны следует применять дополнительное местное освещение.

Работу при низкой температуре выполняется в теплой спецодежде и чередуется по времени с нахождением в обогреваемом помещении.

Электромонтеру бесплатно выдаются согласно отраслевым нормам следующие средства индивидуальной защиты [13]:

- полукombineзон хлопчатобумажный - на 1 год;
- каска защитная - на 2 года;
- рукавицы комбинированные - на 3 мес;
- галоши диэлектрические - дежурные;
- перчатки диэлектрические - дежурные.

Работник в процессе работы обязан проходить [43]:

- повторные инструктажи - не реже одного раза в квартал;
- проверку знаний инструкции по охране труда и действующей инструкции по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве - один раз в год;
- медицинский осмотр - один раз в два года;
- проверку знаний Правил для работников, имеющих право подготовки рабочего места, допуска, право быть производителем работ, наблюдающим или членом бригады, - один раз в год.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работы в электроустановках, являются:

- а) оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- б) допуск к работе;
- в) надзор во время работы;
- г) оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

## **Заключение**

В данном разделе были рассмотрены вопросы, связанные с социальной ответственностью организации перед работниками и природой.

Выявлены вредные и опасные факторы, обусловленные воздействием воздушной линии электропередачи на человека, осуществляющим трудовую деятельность в близости от источника воздействия, и на окружающую среду. К таким факторам относятся: акустический шум, электромагнитные поля и электрический ток. Предельно допустимые нормы указанных факторов устанавливаются нормативными документами, такими как ГОСТ, СНиП, РД, ПУЭ и др.

Рассмотрено влияние воздушных линий на окружающую среду и чрезвычайные ситуации, которые могут возникать в процессе эксплуатации линии. Для наиболее типичной чрезвычайной ситуации, к которой относятся пожары, были выявлены причины, способы устранения и меры предупреждения его возникновения.

Установлены правовые нормы и организационные мероприятия по обеспечению безопасности работника.

## Заключение

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы рассмотрена эффективность применения управляемых самокомпенсирующихся воздушных линий электропередачи в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема», в частности сечение ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская. Выбор установленного сечения обусловлено наличием сетевых ограничений, связанными с нарушением питания электроэнергией ряда потребителей в случае наложения аварийного отключения одной из линий на плановый ремонт другой.

Компактные ВЛ являются новым способом передачи электрической энергии на дальние расстояния. Принципиальные отличия, указанных видов линий от линий традиционной конструкции, состоит в уменьшенном расстоянии между фазами одной цепи, измененной конструкции и числа составляющих расщепления фаз, а также конфигурации их расположения.

УСВЛ относится к разновидности компактных ВЛ и в отличие от последних попарно сближенными приняты одноименные фазы разных цепей, что создает большое взаимное электромагнитное влияние цепей друг на друга, которое изменяет результирующие параметры фаз и, как следствие, оказывает влияние на переток активной мощности в линии. Величину перетока в сечении можно контролировать путем применения на УСВЛ фазорегулирующих устройств, позволяющие задавать фазовый сдвиг векторов напряжений сближенных фаз.

Оценка эффективности применения ВЛ различных конструкций проводилось на основании сравнения МДП в контролируемом сечении. МДП установлен путем выбора наименьшего значения из величин допустимого перетока активной мощности, обеспечивающих нормативный запас коэффициента статической устойчивости в нормальных и послеаварийных режимах по активной мощности и напряжениям в узлах нагрузки.

МДП ВЛ традиционной конструкции составляет 463,5 МВт. Использование УСВЛ с фазоповоротным устройством позволяет повысить МДП по сравнению с ВЛ традиционной конструкции. Если в УСВЛ угловой сдвиг векторов напряжений сближенных фаз составляет 0 град., что используется при холостом ходе линии, то МДП увеличивается с 463,5 до 467,7 МВт (0,9 %). Для случая дискретного регулирования УСВЛ, когда фазовый сдвиг может составлять либо 0, либо 120 град., величина МДП при 120 град. составляет 475,3 МВт, что на 2,5 % больше, чем для аналогичной линии традиционной конструкции. При плавном регулировании УСВЛ, фазовый сдвиг может изменять в пределах от 0 до 180 град. При максимальной передаваемой мощности, когда фазовый сдвиг составляет 180 град, величина МДП равна 476,3 МВт и превышает МДП линии традиционной конструкции на 2,7%.

Как видно из приведенных результатов: использование дискретного или плавного регулирования УСВЛ существенно не влияет на величину МДП и вопрос об использовании того или иного средства регулирования зависит от необходимости изменения величины перетока в узком или широком диапазоне.

В разделе социальная ответственность данной работы рассмотрено влияние воздушных линий электропередачи на человека, осуществляющего трудовую деятельность в близости от источника воздействия, и на окружающую среду. ВЛ традиционной и компактной конструкции удовлетворяют требованиям нормативных документов по уровням напряженности электрического поля под линией и создаваемых ими акустических шумов.

В разделе финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение произведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научного исследования по строительству УСВЛ. На основании данного раздела были сделаны следующие выводы:

- 3 человека выполняют весь комплекс научно-исследовательских работ в течение 37 рабочих дней;

- полные затраты на реализацию научно-исследовательских работ составляет 402,18 тыс.руб;

- эффективность применения УСВЛ по сравнению ВЛ традиционной конструкции доказана на основании сравнения интегрального показателя эффективности вариантов исполнения (2,18 против 0,46 соответственно).

Подводя итог всему вышесказанному следует, что несмотря на явные преимущества, которыми обладают УСВЛ, их применение на участке ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская не способно снять сетевые ограничения, характерные для сечения «ОЭС Урала – Томская энергосистема». Требуется проведение альтернативных мероприятий направленных на решение данной задачи. Однако, вариант применения компактных воздушных линий и УСВЛ в частности может иметь технический и практический интерес и его целесообразно более подробно рассматривать при строительстве новых и реконструкции, уже имеющихся, воздушных линий электропередачи, а также для развития внутрисистемных и межсистемных высоковольтных связей объединенной энергосистемы.

## Литература

1. Шухардин С.В. Техника в ее историческом развитии (70-е годы XIX – начало XX в.). – М.: Наука, 1982. – 510 с.
2. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.: ил.
3. История появления и развития ЛЭП в России [Текст]//Кабель – news. – 2009. – № 11 (11). – С. 26–32.
4. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ. : СТО 56947007- 29.240.55.192-2014: утв. ОАО «ФСК ЕЭС» : ввод в действие с 20.11.2014. Текст. М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014. – 72 с.
5. Козьма А.А. Электрические станции, сети и системы. Учебное издание – Харьков, 1963. – 378 с.
6. Правила перехода на работу в вынужденном режиме в контролируемых сечениях диспетчерского центра филиала ОАО «СО ЕЭС».: СТО 59012820.27.010.002-2016: утв. ОАО «СО ЕЭС» : ввод в действие с 25.04.2016. Текст. М. : ОАО «СО ЕЭС», 2016. – 31 с.
7. В.М. Постолатий, Е.В. Быкова, В.М. Суслов, Ю.Г. Шакарян, Л.В. Тимашова, С.Н. Карева. Эффективность компактных управляемых высоковольтных линий электропередачи. Problemele Energeticii Regionale, Chişinău, 2015, №3(29), стр. 1-17.
8. Колосов С.В., Рыжов С.В. Повышение пропускной способности ВЛ: анализ технических решений. Энергетик, 2011, №1, стр.18-22.
9. Ю.Г. Шакарян, Л.В. Тимашова, С.Н. Карева, В.М. Постолатий. Эффективность передачи электрической энергии при применении компактных управляемых ВЛ. Энергия единой сети, 2014, № 3(14), стр. 4-15.
10. Т.В. Копейкина. Технические аспекты применения компактных управляемых воздушных линий электропередачи. Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований, 2015, № 12, стр. 581-584

11. В.М. Постолатий, Е.В. Быкова, В.М. Суслов Ю.Г. Шакарян, Л.В. Тимашова, С.Н. Карева. Методические подходы к выбору вариантов линий электропередач нового поколения на примере ВЛ-220 кВ. *Problemele Energeticii Regionale, Chişinău*, 2010, №2(13), стр. 7-22.
12. В.М. Постолатий, Е.В. Быкова, В.М. Суслов, Ю.Г. Шакарян, Л.В. Тимашова, С.Н. Карева. Основные принципы организации ремонтных работ на линиях электропередачи нового поколения напряжением 220 кВ и выше. *Problemele Energeticii Regionale, Chişinău*, 2011, №2(16), стр. 1-9.
13. В.М. Постолатий, Е.В. Быкова, В.М. Суслов, Ю.Г. Шакарян, Л.В. Тимашова, С.Н. Карева. Управляемые компактные линии электропередачи переменного тока. *Energy of Moldova – 2012. regional aspects of development: сб. тр. науч.-практич. конф. –Chisinau, Republic of Moldova*, 2012 – с 252–273.
14. В.М. Постолатий, Е.В. Быкова. Эффективность применения управляемых самокомпенсирующихся высоковольтных линий электропередачи и фазорегулирующих устройств трансформаторного типа. *Электричество*, 2010 г., №2, стр. 7- 14.
15. В.М. Постолатий, Е.В. Быкова, В.М. Суслов, Ю.Г. Шакарян, Л.В. Тимашова, С.Н. Карева. Повышение пропускной способности и управляемости электропередач переменного тока. *Problemele Energeticii Regionale, Chişinău*, 2008, №3, стр. 86-103.
16. Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2015-2019 годов. Приложение к распоряжению Администрации Томской области 09.10.14 № 700-ра, 2014, 124 с.
17. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС». : СТО 59012820.27.010.001-2013: утв. ОАО «СО ЕЭС» : ввод в действие с 18.01.2013. Текст. М. : ОАО «СО ЕЭС», 2013.–36 с.



18. Программный комплекс RastrWin, Bars, Lincor, Rustab, RastrKZ, RastrMDP [Офиц. сайт]. URL : <http://www.rastrwin.ru/> (дата обращения: 25.02.2016).
19. ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия. Введ.1981-01-01. Текст. М. : Изд-во стандартов,2002. 23 с.
20. ГОСТ 11920-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия. – Введ.1986-07-01. Текст. М. : Изд-во стандартов,1985. 39 с.
21. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия. – Введ.1986-07-01. Текст. М. : Изд-во стандартов,1985. 48 с.
22. ГОСТ 17544-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия. – Введ.1986-07-01. Текст. М. : Изд-во стандартов,1985. 38 с.
23. Томская распределительная компания [Офиц. сайт]. URL : <http://www.trk.tom.ru/> (дата обращения: 05.03.2016).
24. Неклепаев Б.Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - 5-е изд., стер. - СПб.: БХВ-Петербург, 2014. - 608 с.: ил.
25. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г. – М.: КНОРУС, 2014– 488 с.
26. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с.
27. Основы функционально-стоимостного анализа: Учебное пособие/ Под ред. М.Г. Карпунина и Б.И. Майданчика. - М.: Энергия, 1980. – 175 с.

28. Фатхутдинов Р.А. Производственный менеджмент: Учебник для вузов. 6-е изд. – СПб.: Питер, 2008. – 496 с.
29. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» : СТО 56947007-29.240.124-2012 : утв. ОАО «ФСК ЕЭС» : ввод в действие с 09.07.2012. Текст. М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 33 с.
30. Об индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ, индексах изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ и иных индексах на I квартал 2016 года : Письмо Минстроя России от 19.02.2016 N 4688-ХМ/05.
31. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Текст М.: Госкомсанэпиднадзор России, 1997. 16 с.
32. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Введ. 1976-01-01. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2004. 4 с.
33. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности. Введ. 2015-15-11. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2015. 27 с.
34. ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация. Введ. 1981-30-06. Текст. М.: Изд-во стандартов, 1988. 4 с.
35. ГОСТ 12.1.002-84. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. Введ. 1986-01-01. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2009. 7 с.
36. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях. Введ. 2003-1-05. Текст. М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003. 41 с.
37. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. Введ. 2011-20-05. Текст. М., 2011. 74 с.

38. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г. Текст. М.: КНОРУС, 2014. 488 с.

39. СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. Введ. 2003-30-07. Текст. М.: ЭНАС, 2003. 57 с.

40. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок: приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н. Текст. М., 2013. 99 с

41. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Утверждены приказом МЧС России № 314 от 18.06.2003 г.

42. СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы. Введ. 1987-01-01. Текст М.: Госстрой СССР, 2011. 16 с.

43. ТИ Р М-068-2002. Типовая инструкция по охране труда для электромонтера по обслуживанию подстанций. Введ. 2003-01-01. Текст М.: ЭНАС, 2003, 18 с.

## Приложение А

### (обязательное)

#### Параметры тестовой модели

Таблица А.1 – Обобщенные данные по сечениям ВЛ традиционной конструкции

Название участка	Марка провода	$L$ , км	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , см/км $10^{-6}$	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B$ , мкСм
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нижневартовск-С-Соснинская 220	АС 240/32	33,2	0,118	0,435	2,604	3,92	14,44	86,45
С-Соснинская 220-Чапаевка 220	АС 240/32	117	0,118	0,435	2,604	13,80	49,16	304,7
Чапаевка 220-Раскино 220	АС 240/32	88	0,118	0,435	2,604	10,40	38,30	229,15
Раскино 220-Вертикос 220	АС 240/32	45,7	0,118	0,435	2,604	5,40	19,90	119,00
Вертикос 220-Завьялово 220	АС 240/32	49,8	0,118	0,435	2,604	5,90	21,70	129,70
Завьялово 220-Завьялово АТ	АС 240/32	0,69	0,118	0,435	2,604	0,08	0,30	1,80
Завьялово 220-Каргасок 220	АС 240/32	142	0,118	0,435	2,604	4,00	14,70	88,30
Каргасок 220-Каргасок АТ	АС 240/32	4,7	0,118	0,435	2,604	0,60	2,00	12,20
Каргасок 220-Парабель 220	АС 240/32	58,3	0,118	0,435	2,604	6,90	25,40	151,00
Чапаевка 110-Раздольное 110	АС 95/16	16	0,301	0,434	2,611	4,80	6,90	41,80
Чапаевка 110-Катыльгинская 110	АС 120/19	184	0,244	0,427	2,658	44,90	78,60	489,00
Парабель 220-Чажемто 220	АС 300/39	123,3	0,096	0,429	2,645	11,84	52,9	326,13
Чажемто 110-К.Гривы 110	АС 185/29	31,42	0,159	0,413	2,747	4,99	12,78	86,31
К.Гривы 110-Володино 110	АС 185/29	105,5	0,159	0,413	2,747	16,78	43,57	289,81

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Володино 220-Мельниково 220	АС 240/32	68,7	0,118	0,435	2,604	8,11	29,89	178,90
Володино 220-Орловка 220	АС 300/19	57,9	0,096	0,429	2,645	5,56	24,84	153,15
Орловка 220-Орловка 220 АТ	АС 240/32	2,13	0,118	0,435	2,604	0,25	0,93	5,55
Орловка 220-Томская 220	АС 300/39	53,3	0,096	0,429	2,645	5,12	22,87	140,98
Томская 220-Асино 220	АС 240/32	66,6	0,118	0,435	2,604	7,86	28,97	173,43
Асино 110-Малиновка 110	АС 185/29	51,8	0,159	0,413	2,747	8,23	21,39	142,30
Малиновка 110-Восточная 110	АС 185/29	36,5	0,159	0,413	2,747	5,80	15,07	100,27
Восточная 110-Томская ГРЭС-2 110	АС 150/24	6,15	0,204	0,420	2,707	1,26	2,58	16,65
Томская 220-Восточная 220	АС 500/64	28,3	0,059	0,413	2,740	1,67	11,69	77,54
Восточная 220-Зональная 220	АС 500/64	15,9	0,059	0,413	2,740	0,94	6,57	43,57
Зональная 220-Крохалевская 220	АС 500/64	85,8	0,059	0,413	2,740	5,06	35,44	235,09
Восточная 220-Крохалевская 220	АС 500/64	91,8	0,059	0,413	2,740	5,42	37,91	251,53
Томская 220-ЭС-2 220	АС 300/39	22,1	0,096	0,429	2,645	2,12	9,48	58,45
Томская 220-ЭС-2 220	АС 500/64	14,8	0,059	0,413	2,740	0,87	6,11	40,55
ЭС-2 220-ГПП 220	АС 500/64	14,8	0,059	0,413	2,740	0,87	6,11	40,55
ЭС-2 220-ГПП 220	АС 300/39	0,2	0,096	0,429	2,645	0,02	0,09	0,53
Томская 220-ГПП 220	АС 300/39	23	0,096	0,429	2,645	2,2	9,9	60,8
Томская 220-ТЭЦ-3 220	АС 300/39	14,2	0,096	0,429	2,645	1,36	6,09	37,56
Томская 220-ТЭЦ-3 220	АС 500/64	8,9	0,059	0,413	2,740	0,53	3,68	24,39
Томская ТЭЦ-3 220-ГПП 220	АС 500/64	1,8	0,059	0,413	2,740	0,1	0,74	4,93

Таблица А.2– Обобщенные данные по сечению УСВЛ-220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская

Угол сдвига фаз, $\theta$ , град	$L$ , км	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , см/км $10^{-6}$	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B$ , мкСм
0	33,2	0,118	0,359	3,340	3,92	11,92	110,89
120	33,2	0,118	0,252	4,563	3,92	8,37	151,49
180	33,2	0,118	0,218	4,672	3,92	7,24	155,11

Таблица А.3 – Обобщенные данные по типу и параметрам трансформаторов

Название участка	Тип	Параметры трансформаторов													
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			$R_T$ , Ом			$X_T$ , Ом			$\Delta Q_x$ , квар	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B$ , мкСм	$K_T/\text{г}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Нижневартовская ГРЭС- Нижневартовск	ТЦ- 1000000/220	242	-	24	0,2	-	-	6,7	-	-	3500	0,20	6,70	59,76	0,099
С-Соснинская 220- С-Соснинская 110	АТДЦТН- 63000/220/110	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315	2,80	104,00	5,96	0,534
Чапаевка 220 - Чапаевка 110															0,507
Чажемто 220 - Чажемто 110															0,479
Володино 220 - Володино 110															0,488
Мельниково 220 - Мельниково 110															0,502

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
С-Соснинская 220- С-Соснинская 110	АТДЦТН- 125000/220/110	230	121	6,6; 11; 38,5	0,52	0,52	3,2	49	0	131	625	1,04	49,0	11,82	0,526
Асино 220- Асино 110															0,495
Томская ТЭЦ-3 220-Томская ТЭЦ- 3 110															0,526
Восточная 220- Восточная 110	АТДЦТН- 200000/220/110	230	121	6,6; 11; 38,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000	0,6	30,4	18,90	0,550
Зональная 220- Зональная 110															0,516
Томская ГРЭС- 2 110-ТГ-7-60	ТДЦ-80000/110	121	-	6,3; 10,5; 13,8	0,71	-	-	19,2	-	-	480	0,71	19,2	32,80	0,87
Томская ГРЭС- 2 110-ТГ-3-43	ТДТН- 63000/110	115	11; 34,5; 38,5	6,6; 11	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441	1,00	22,0	33,40	0,096
Томская ГРЭС- 2 110-ТГ-5-43															
Томская ГРЭС- 2 110- Шина 35	ТДТН- 80000/110	115	38,5	6,6; 11	0,4	0,4	0,4	18,6	0	11,9	480	0,8	18,6	36,30	0,335
Шина 35- ТГ-6-25	ТРДНС- 40000/35	36,75	-	6,3- 6,3; 10,5- 10,5	0,14	-	-	3,9	-	-	160	0,14	3,9	1,20	0,290
Томская ГРЭС- 2 110-ТГ-8-110	ТРДЦН- 125000/110	115	-	10,5- 10,5	0,4	-	-	11,1	-	-	687,5	0,4	11,1	52,00	0,091
Томская ТЭЦ- 3 110-ТГ-1-140	ТДЦ- 200000/110	121	-	13,8; 15,75	0,2	-	-	7,7	-	-	1000	0,2	7,7	68,30	0,149

Таблица А.4 – Величина нагрузки узлов и мощность генераторов

Тип	Номер	Название	Uном	Pн	Qн	Pг	Qг
1	2	3	4	5	6	7	8
База	100	ТГ-1-140	18			125,6	27,5
Ген	1	Нижевартовская ГРЭС- Нижевартовск 220	20			220,5	-16,3
Нагр	2	Нижевартовск 220	220				
Нагр	3	С-Соснинская 220	220				
Нагр	4	С-Соснинская 110	110	137,9	42,9		
Нагр	5	Чапаевка 220	220				
Нагр	6	Чапаевка 110	110				
Нагр	7	Раздольное 220	110	9	1		
Нагр	8	Катыльгинская 220	110	18	1		
Нагр	9	Раскино 220	220	5,3	0,9		
Нагр	10	Вертикос 220	220	4,2	1,3		
Нагр	11	Вертикос 220-Завьялово 220	220				
Нагр	12	Вертикос 220 - Завьялово 220	220				
Нагр	13	Завьялово 220 АТ-1	220	0,5	0,1		
Нагр	14	Завьялово 220 АТ-2	220	0,5	0,1		
Нагр	15	Завьялово 220-Коргасок 220	220				
Нагр	16	Завьялово 220-Каргасок 220	220				
Нагр	17	Каргасок 220 АТ-1	220	3,1	0,95		
Нагр	18	Каргасок 220 АТ-2	220	3,1	0,95		
Нагр	19	Парабель 220	220	146,0	1,0		
Нагр	20	Чажемто 220	220				
Нагр	21	Чамежто 110	110	25,0	4,0		
Нагр	22	К.Гривы 110	110	7,0	3,0		
Нагр	23	Володино 110	110	16,0	4,0		
Нагр	24	Володино 220	220				
Нагр	25	Мельниково 220	220				
Нагр	26	Мельниково 110	110	38,0	1,0		
Нагр	27	Володино 220-Орловка 220 Т-1	220				
Нагр	28	Володино 220-Орловка 220 Т-2	220				
Нагр	29	Орловка 220 Т-1	220	6,2	0,6		
Нагр	30	Орловка 220 Т-2	220	6,2	0,6		
Ген	31	Томская 220	220			579,0	113,1
Нагр	32	Томская ТЭЦ-3 220	220	58,0	38,0		
Нагр	33	Томская ТЭЦ-3 110	220				
Нагр	34	Крохалевская 220	220	29,3	16,5		
Нагр	35	ГПП-220	220	55,0	18,0		
Нагр	36	ЭС-2 220	220	26,0	8,3		
Нагр	37	Восточная 220	220				
Нагр	38	Восточная 110	110	179,0	62,0		
Нагр	39	Малиновка 110	110	38,0	1,0		
Нагр	40	Асино 110	110	48,0	-18,0		
Нагр	41	Асино 220	220				
Нагр	42	Томская ГРЭС-2 110	110	109,0	72,0		



Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Ген	43	ТГ-3-34	10			30,1	-14,2
Ген	44	ТГ-5-34	10			30,1	-14,2
Ген	45	ТГ-7-60	10			42,0	40,6
Ген	46	ТГ-8-110	10			77,0	12,3
Нагр	47	Шина 35	35				
Ген	48	ТГ-6-25	10			17,5	-12,3
Нагр	49	Зональная 220	220				
Нагр	50	Зональная 110	110	123,0	39,0		

**Приложение Б**  
**(обязательное)**  
**Сформированные модели к определению МДП**

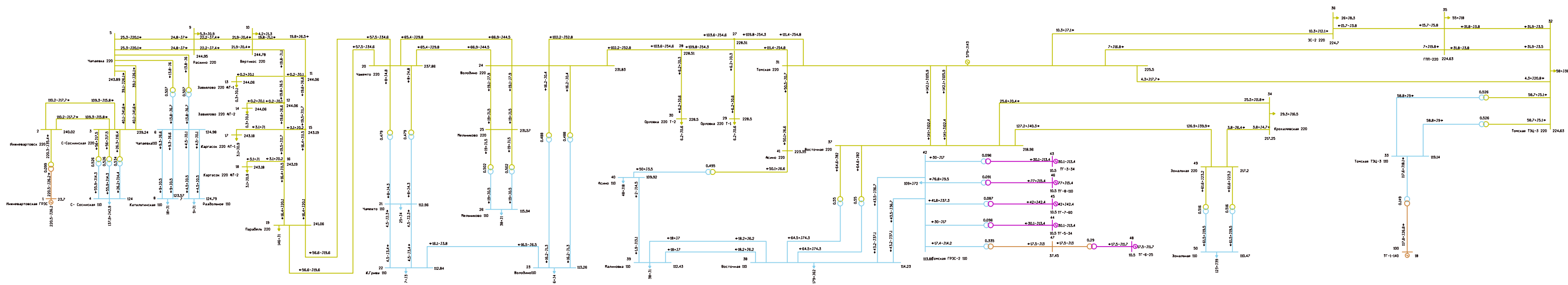


Рисунок Б.1 – Сформированная модель с воздушными линиями традиционной конструкции

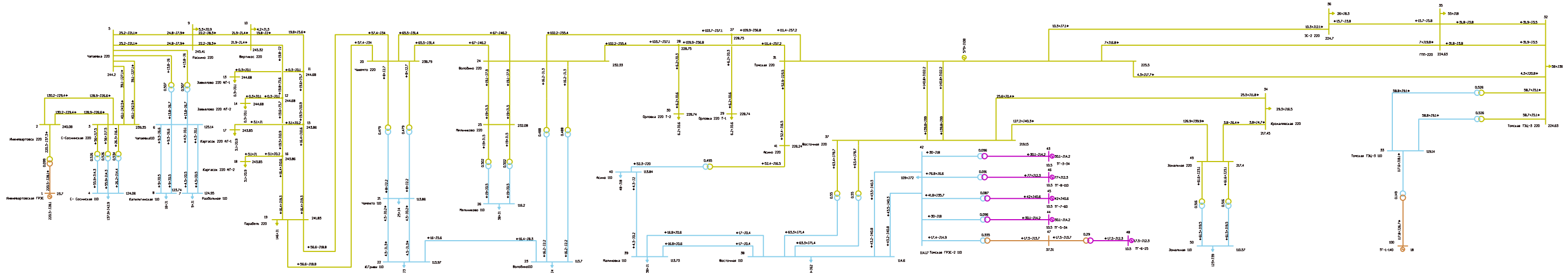


Рисунок Б.2 – Сформированная модель с УСВЛ и углом  $\theta$  равным 0 градусам

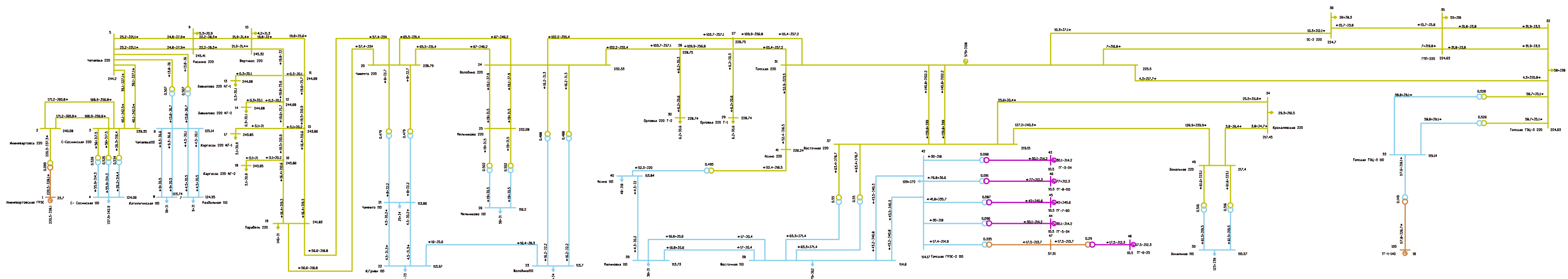


Рисунок Б.3 – Сформированная модель с УСВЛ и углом  $\theta$  равным 120 градусам

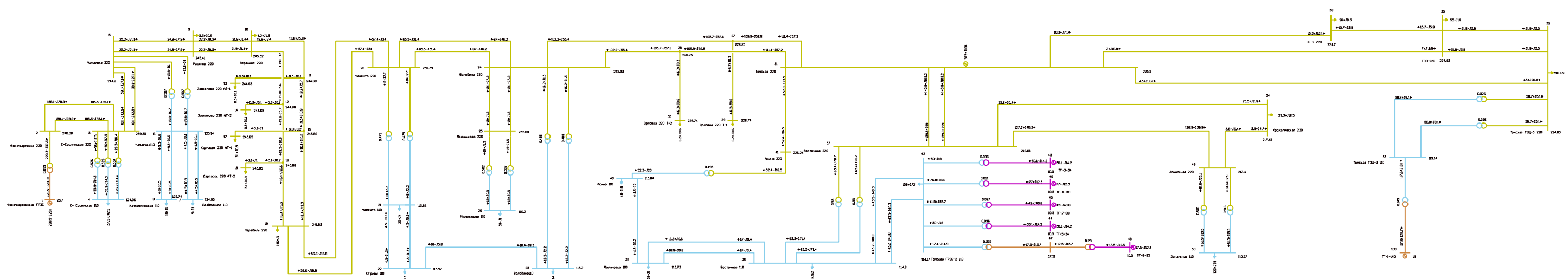


Рисунок Б.4 – Сформированная модель с УСВЛ и углом  $\theta$  равным 180 градусам

## Приложение В

(обязательное)

### Угловые характеристики активной мощности генератора

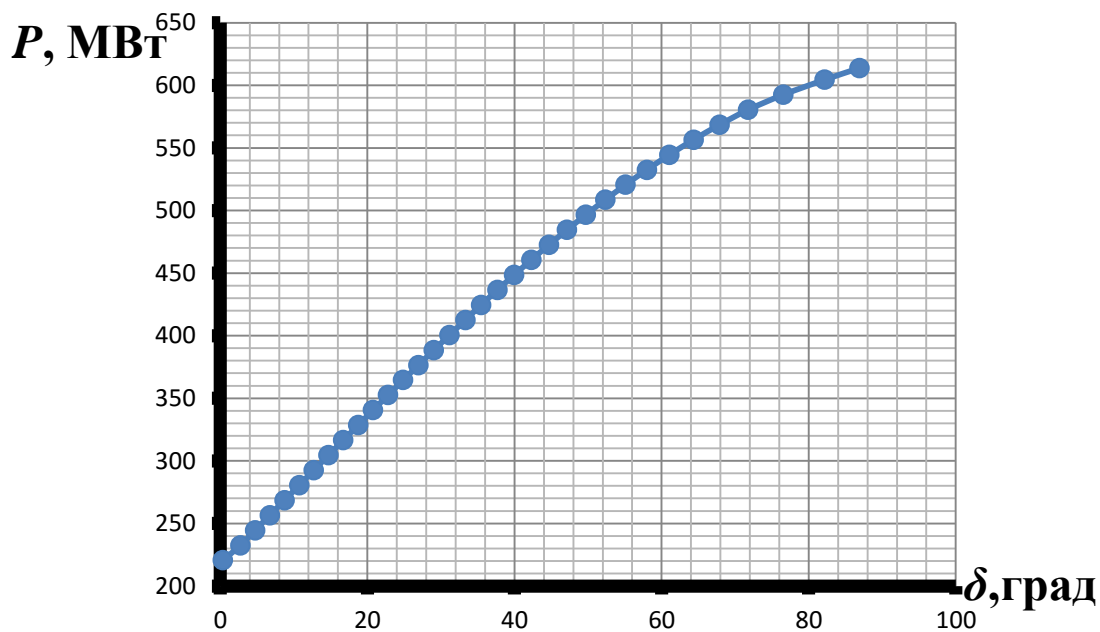


Рисунок В.1 – Угловая характеристика генератора в нормальной схеме, при исполнении контролируемого сечения ВЛ традиционной конструкции

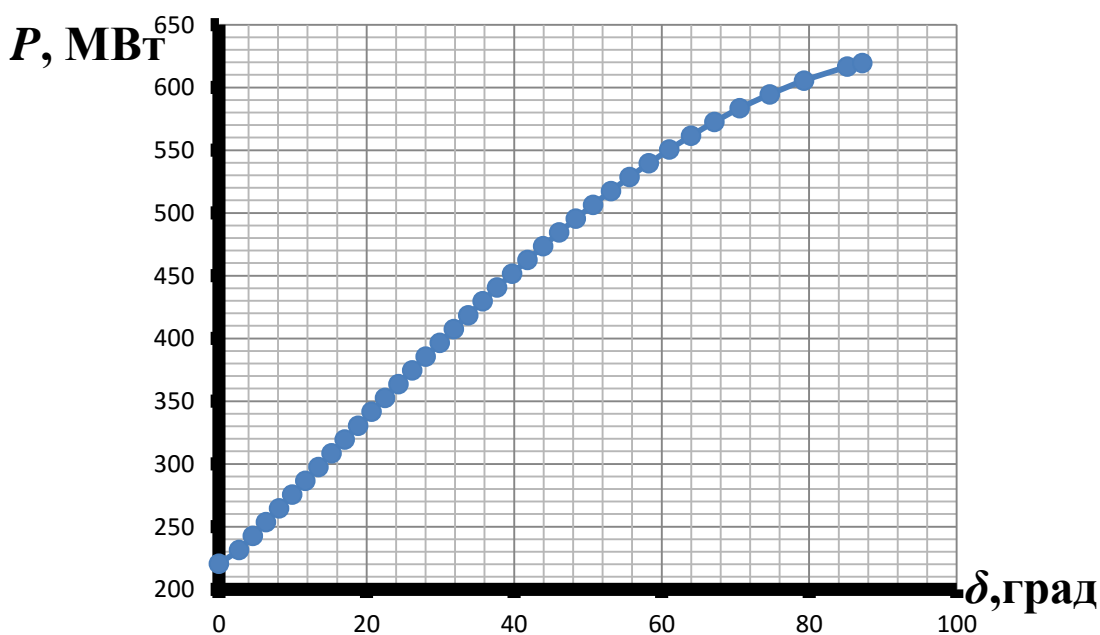


Рисунок В.2 – Угловая характеристика генератора в нормальной схеме, при исполнении контролируемого сечения УСВЛ. Угол  $\theta$  равен 0 град.

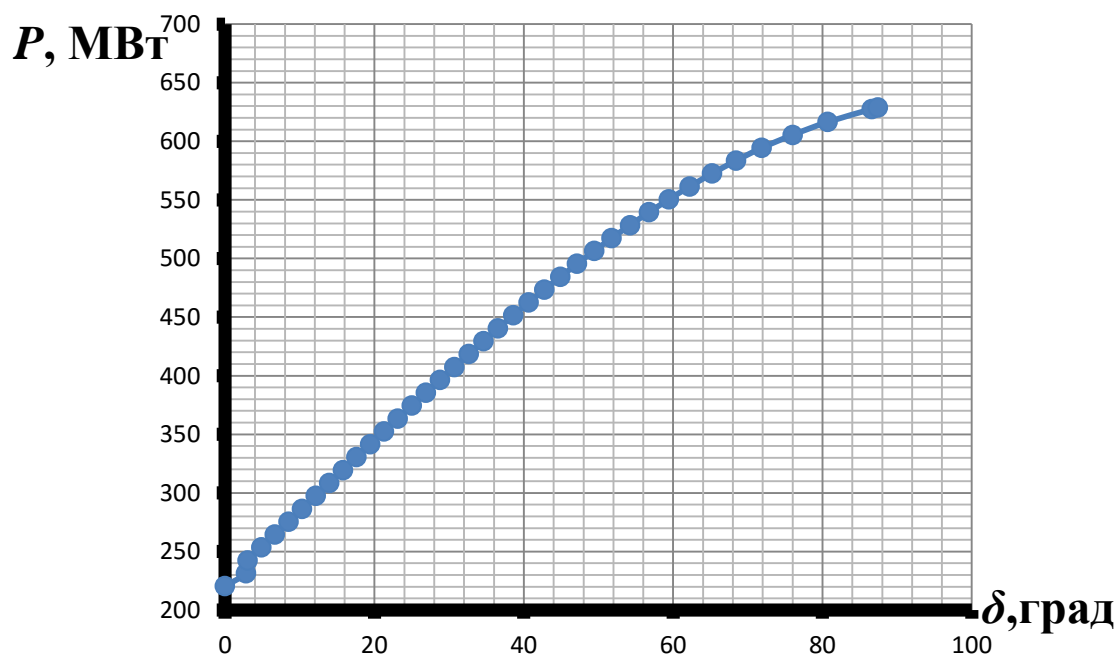


Рисунок В.3 – Угловая характеристика генератора в нормальной схеме, при исполнении контролируемого сечения УСВЛ. Угол  $\theta$  равен 120 град.

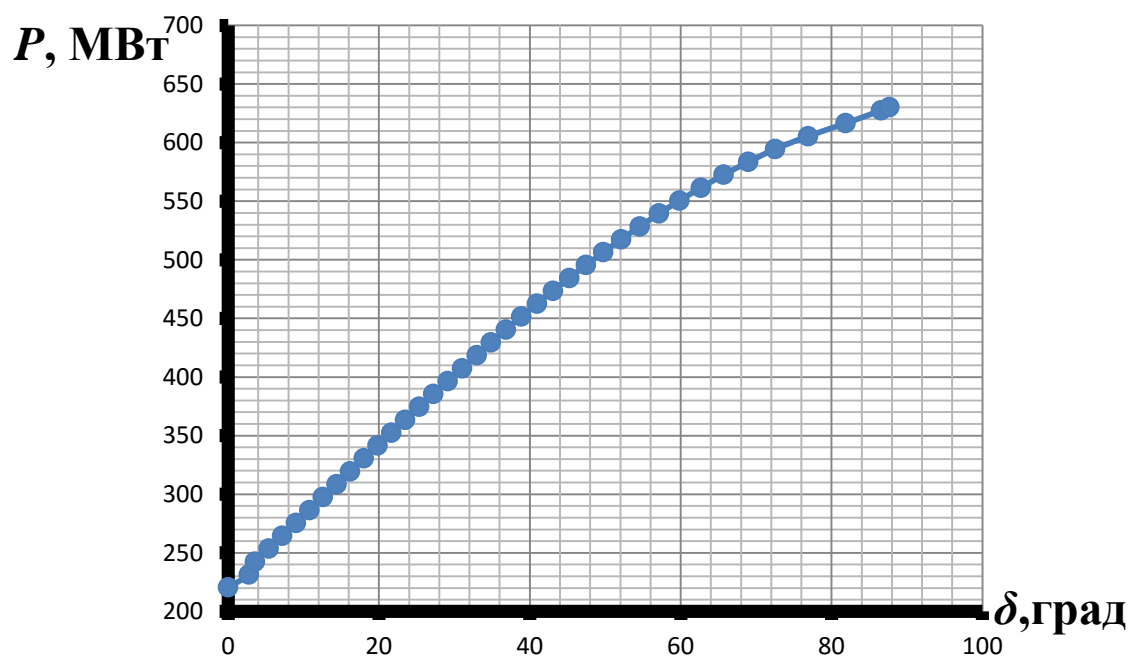


Рисунок В.4 – Угловая характеристика генератора в нормальной схеме, при исполнении контролируемого сечения УСВЛ. Угол  $\theta$  равен 180 град.

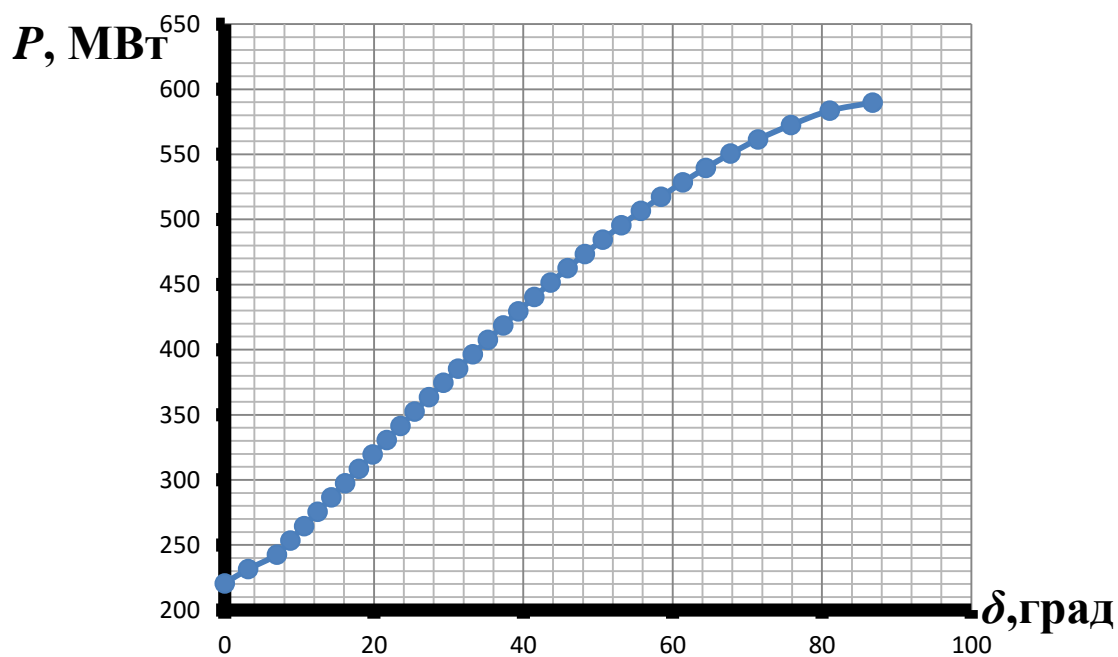


Рисунок В.5 – Угловая характеристика генератора в послеаварийном режиме, при исполнении контролируемого сечение ВЛ традиционной конструкции

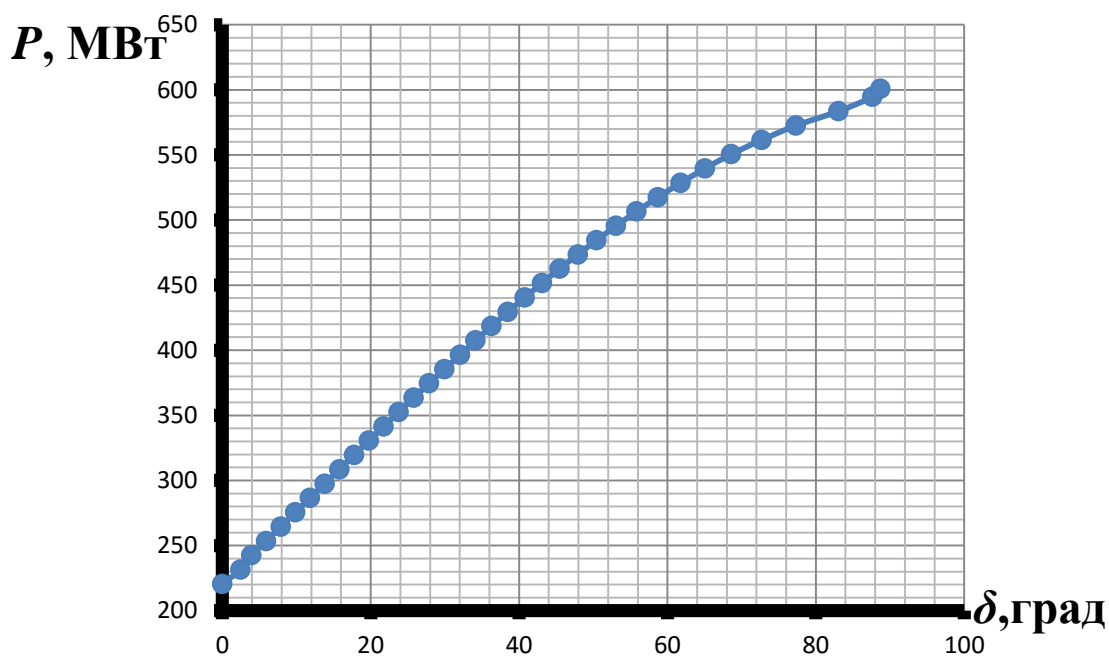


Рисунок В.6– Угловая характеристика генератора в послеаварийном режиме, при исполнении контролируемого сечения УСВЛ. Угол  $\theta$  равен 0 град.

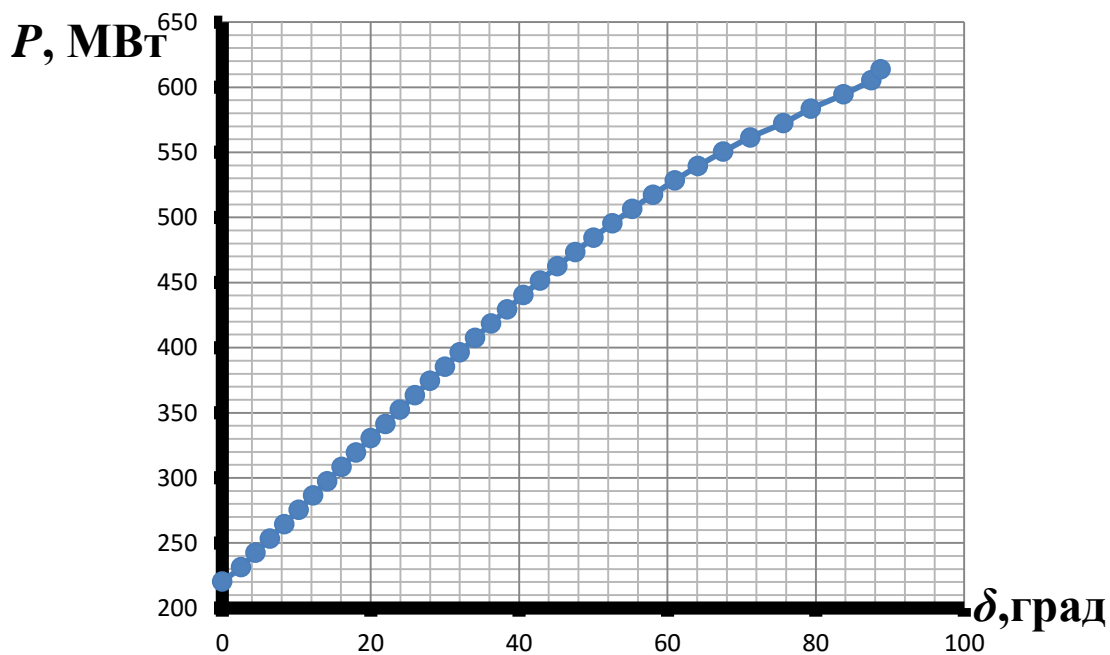


Рисунок В.7– Угловая характеристика генератора в послеаварийном режиме, при исполнении контролируемого сечения УСВЛ. Угол  $\theta$  равен 120 град.

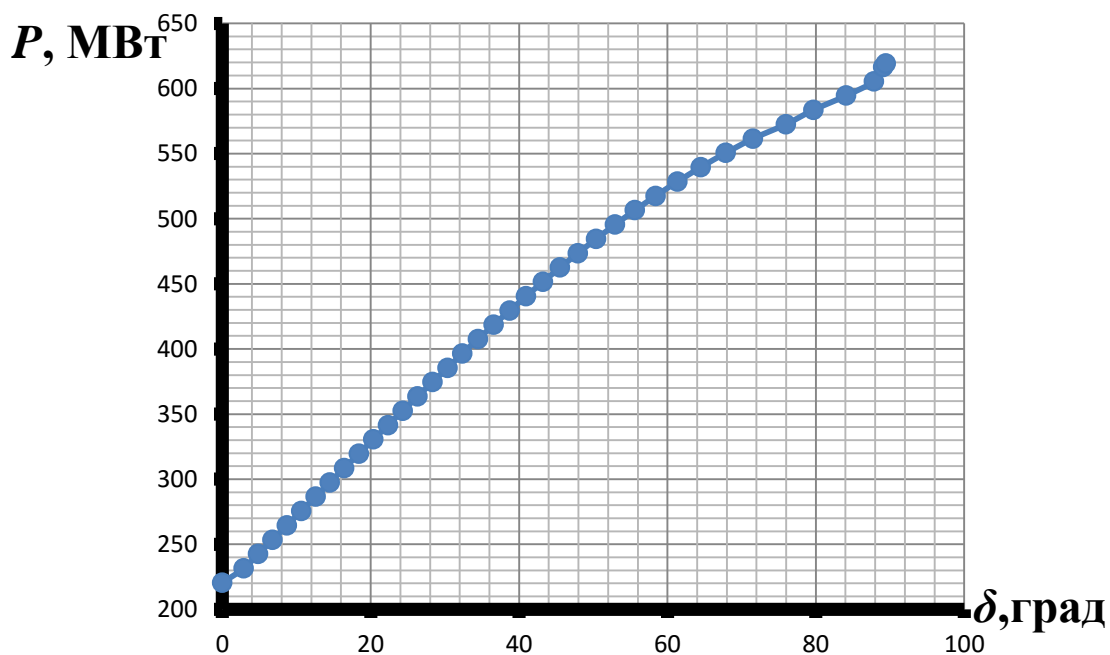


Рисунок В.8 – Угловая характеристика генератора в послеаварийном режиме, при исполнении контролируемого сечения УСВЛ. Угол  $\theta$  равен 180 град.

## Приложение Г

(обязательное)

### Результаты расчетов электрических режимов

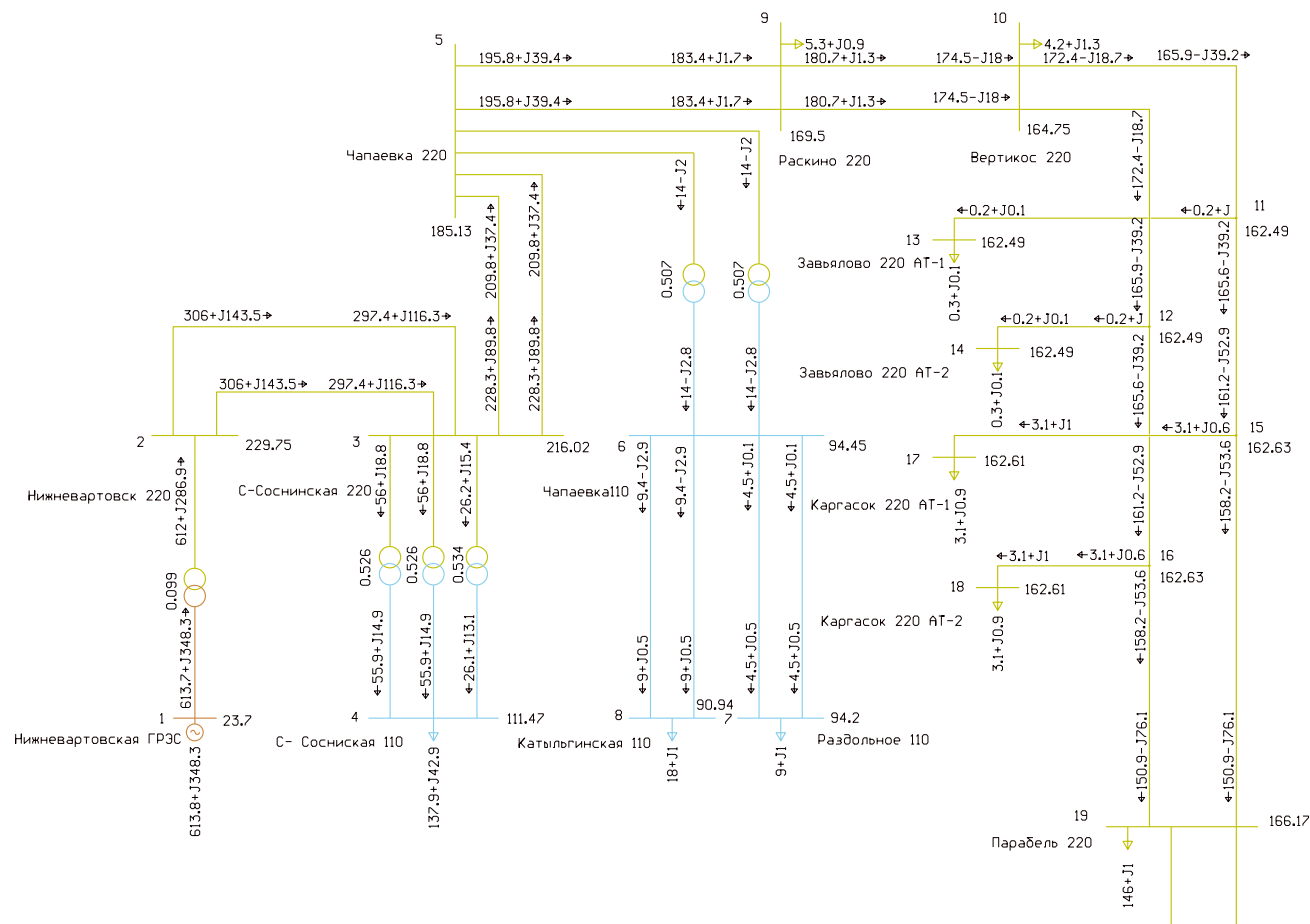
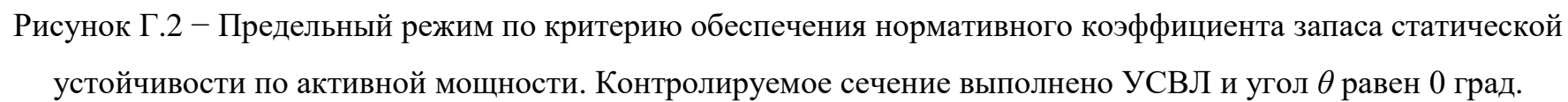


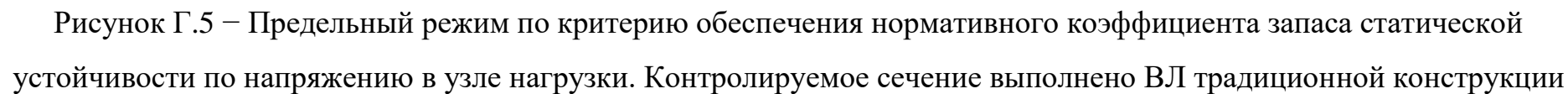
Рисунок Г.1 – Предельный режим по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности. Контролируемое сечение выполнено ВЛ традиционной конструкции











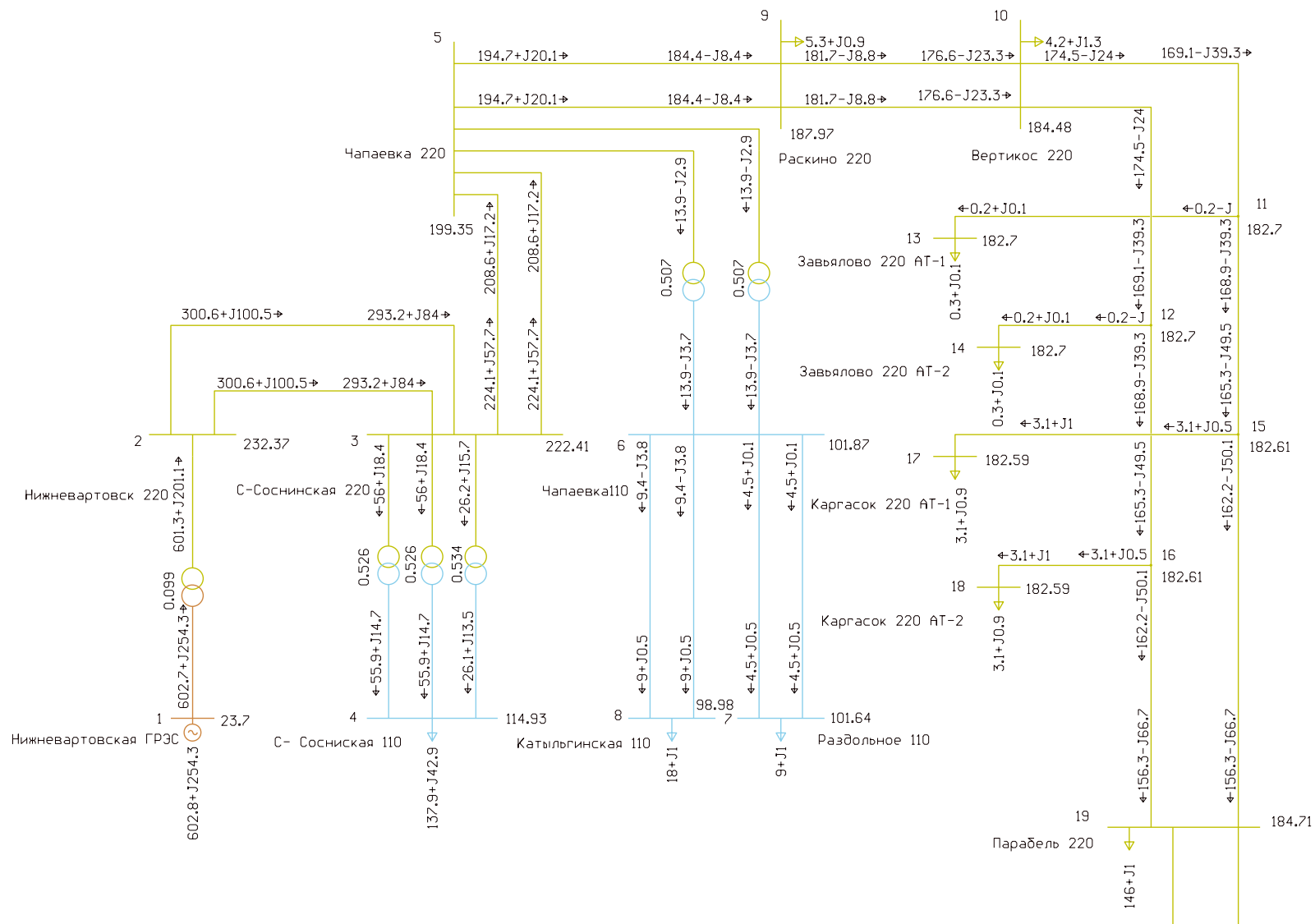
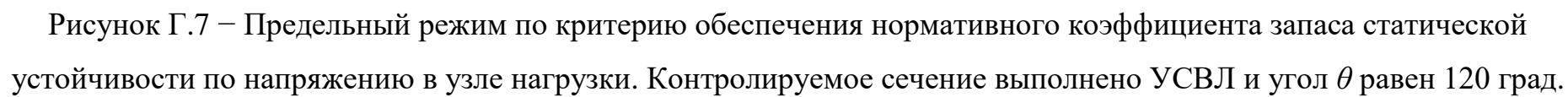
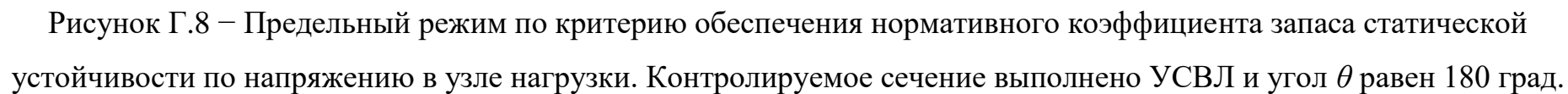


Рисунок Г.6 – Предельный режим по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки. Контролируемое сечение выполнено УСВЛ и угол  $\theta$  равен 0 град.





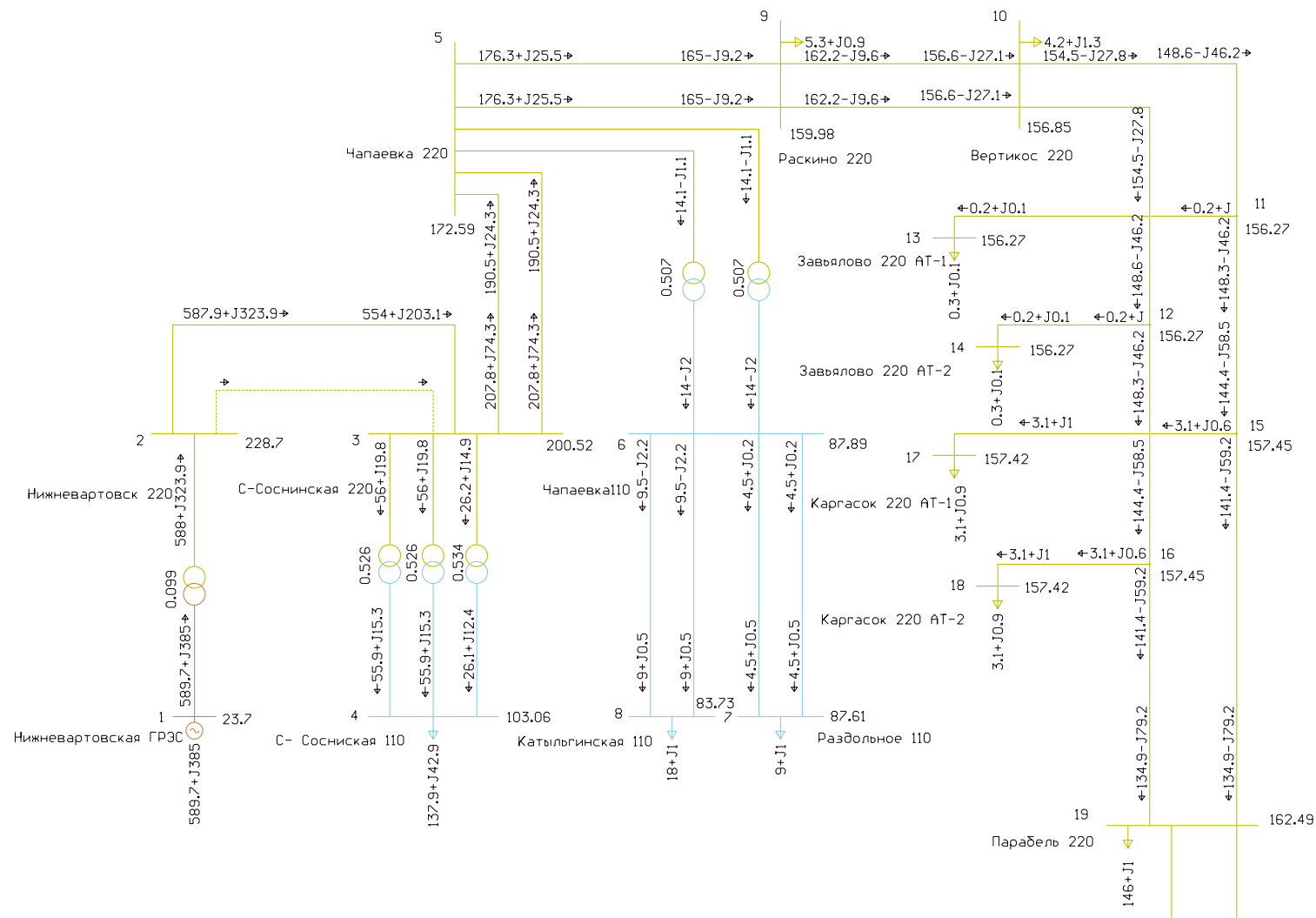


Рисунок Г.9 – Предельный режим, обеспечивающий сохранение статической устойчивости по активной мощности при отключении одной из линий контролируемого сечения. Контролируемое сечение выполнено ВЛ традиционной конструкции



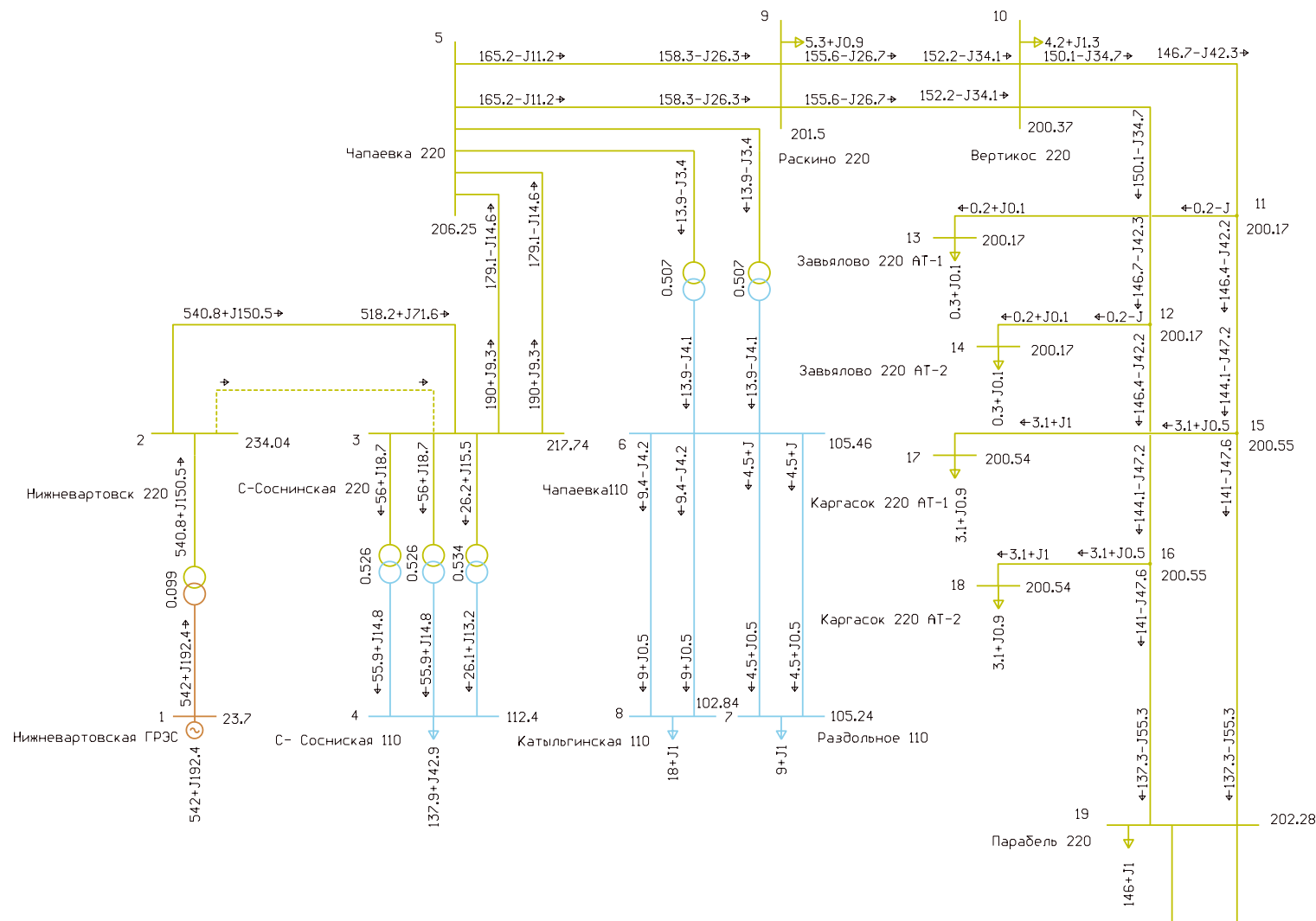
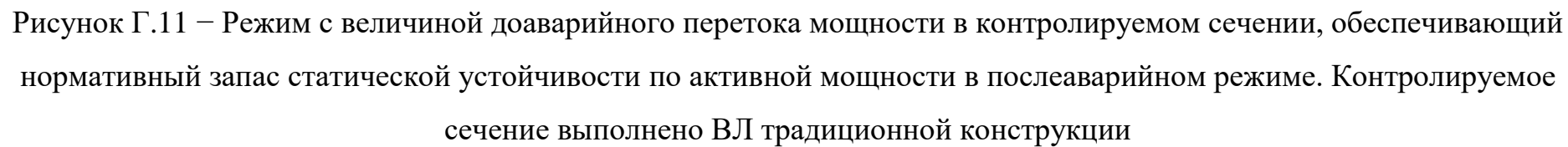


Рисунок Г.10 – Предельный режим по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме. Контролируемое сечение выполнено ВЛ традиционной конструкции





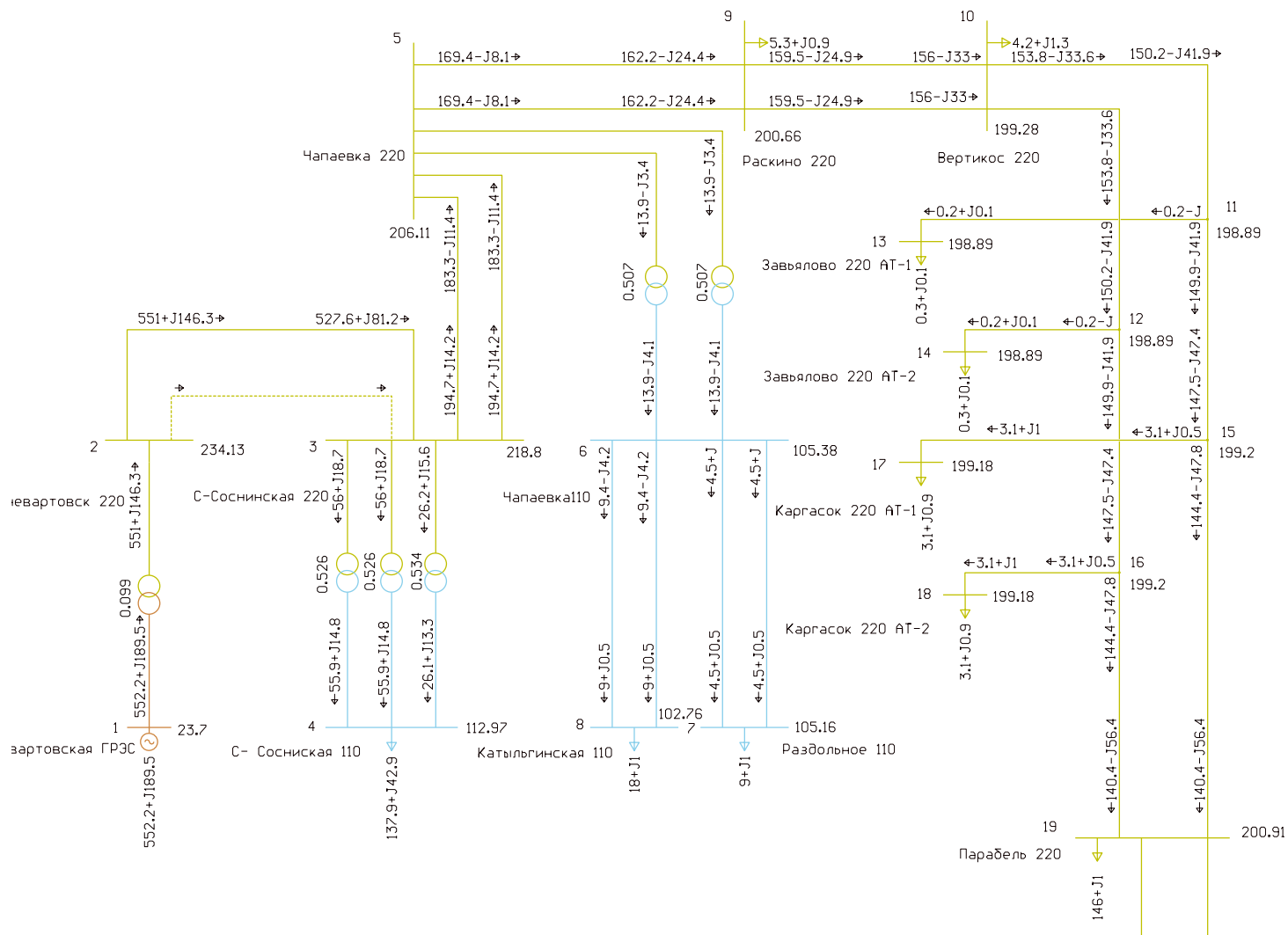


Рисунок Г.13 – Предельный режим по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме. Контролируемое сечение выполнено УСВЛ и угол  $\theta$  равен 0 град.



158

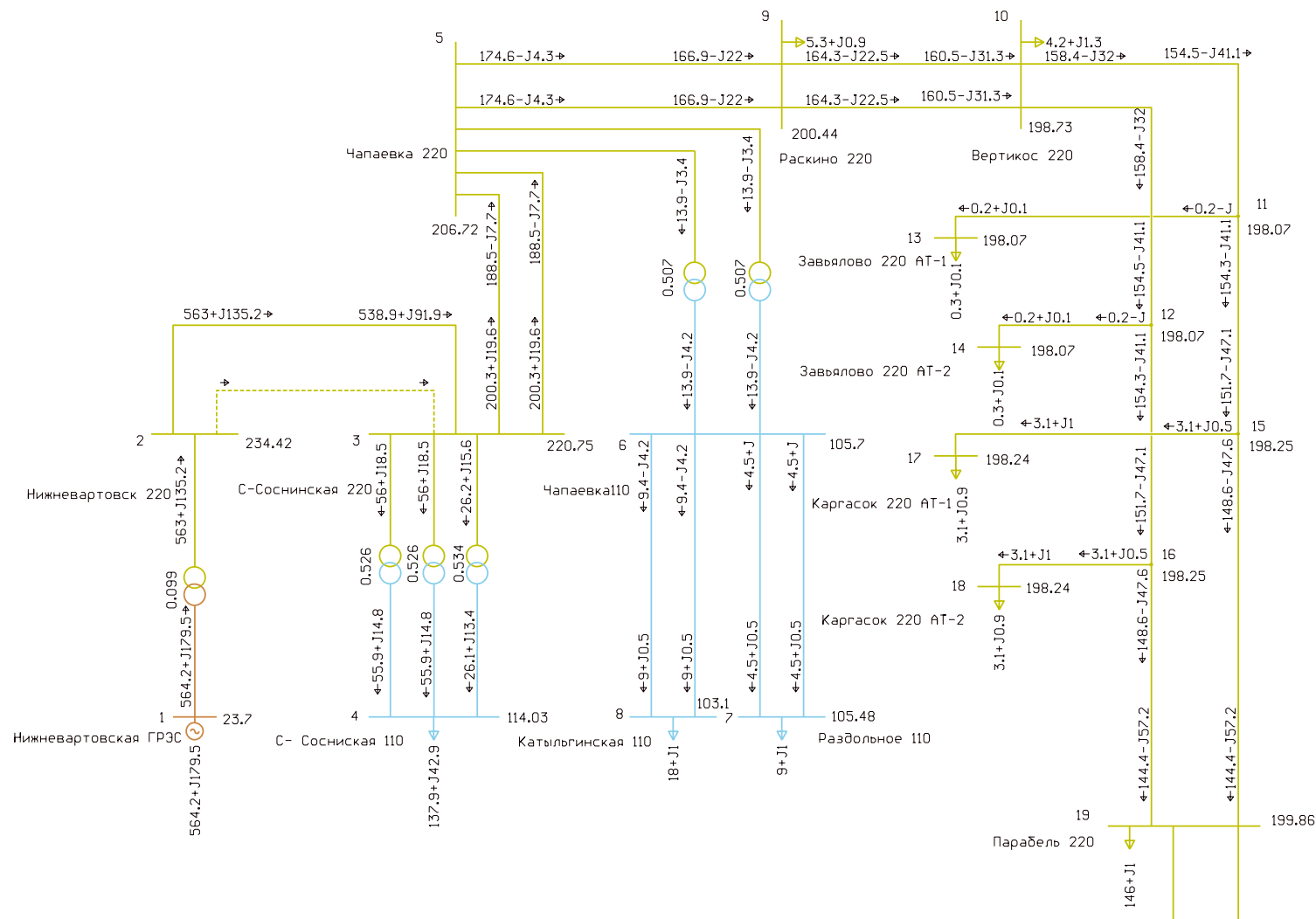


Рисунок Г.16 – Предельный режим по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме. Контролируемое сечение выполнено УСВЛ и угол  $\theta$  равен 120 град.

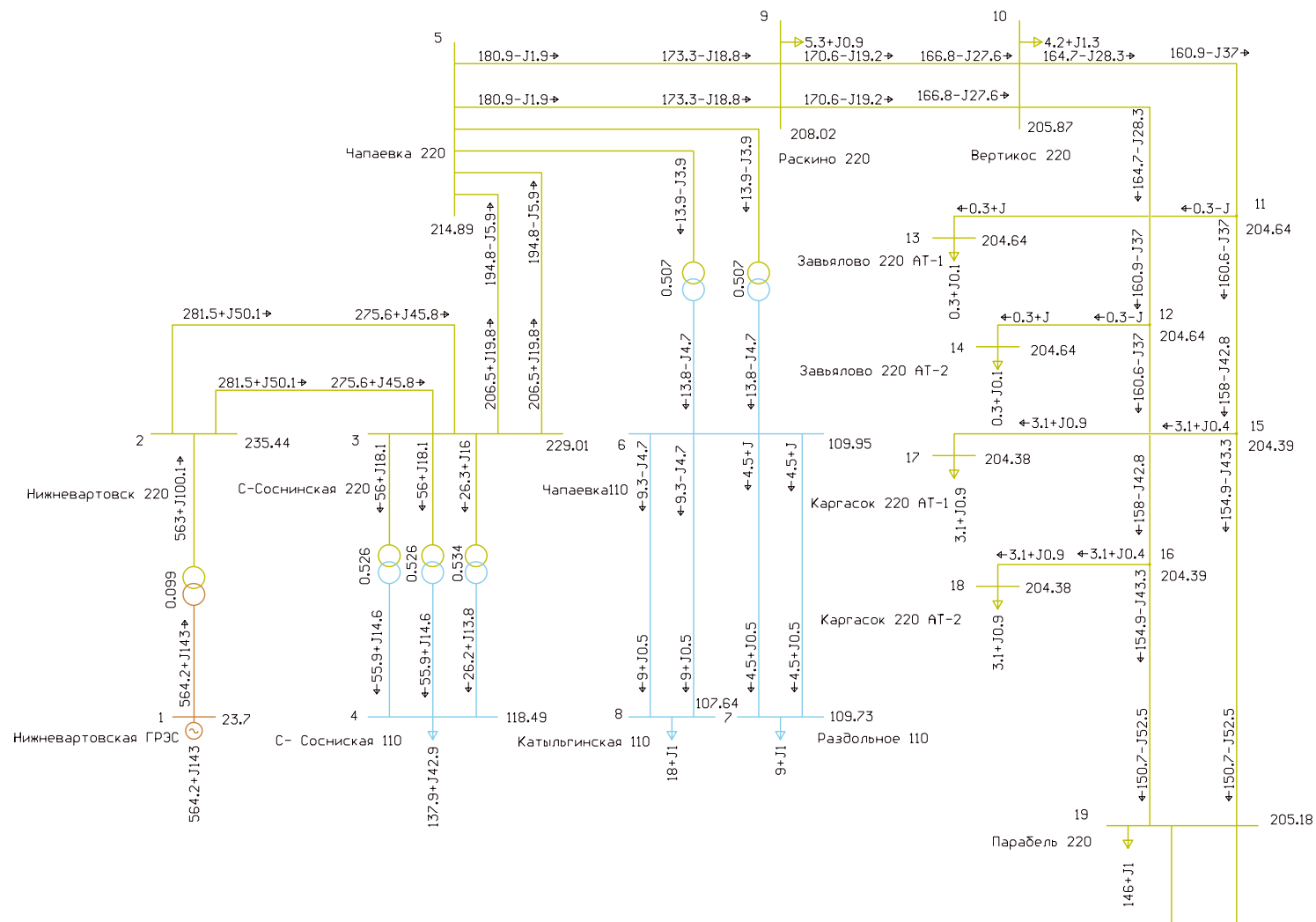


Рисунок Г.17 – Режим с величиной доаварийного перетока мощности в контролируемом сечении, обеспечивающий нормативный запас статической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме. Контролируемое сечение выполнено УСВЛ и угол  $\theta$  равен 120 град.



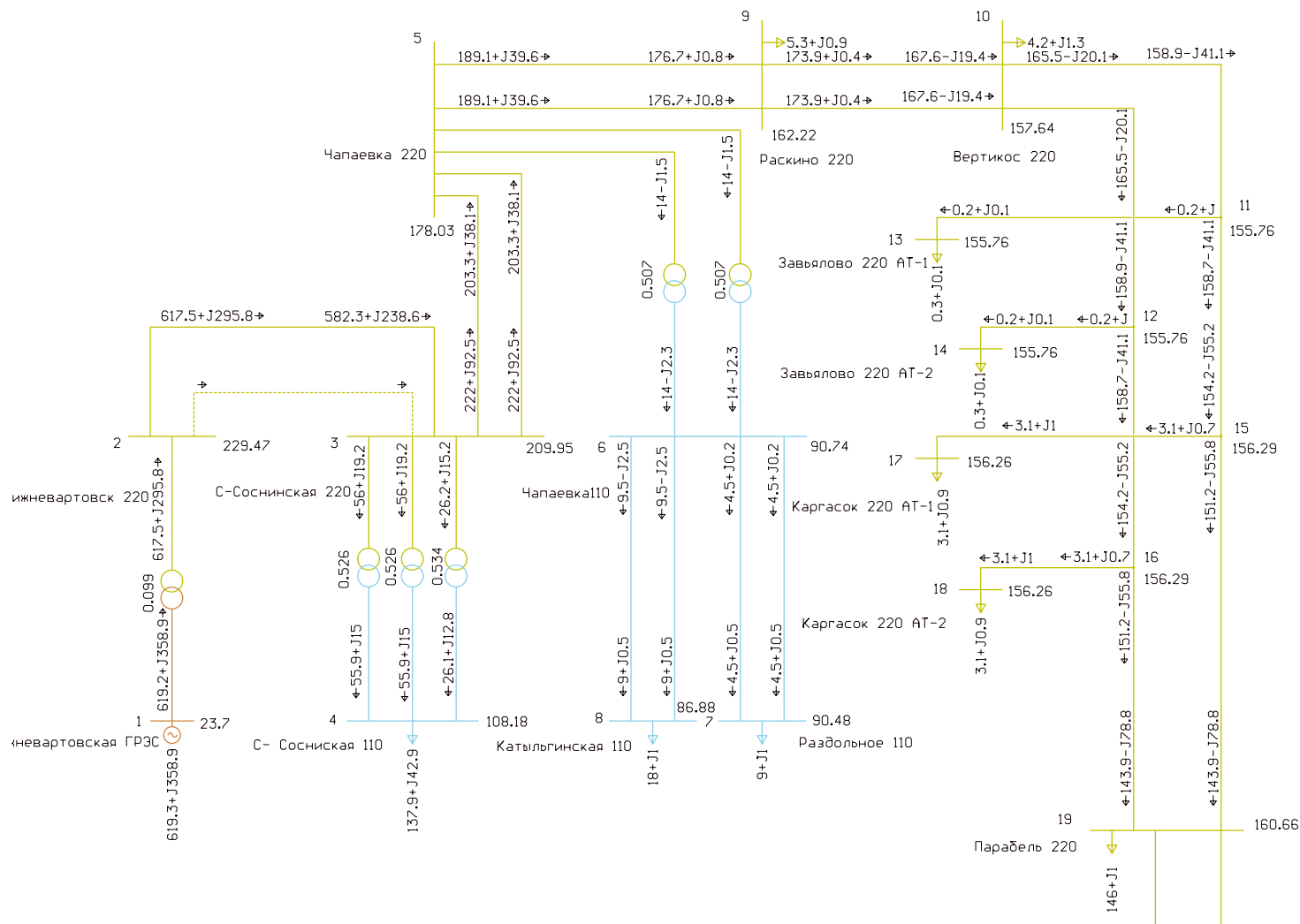


Рисунок Г.18 – Предельный режим, обеспечивающий сохранение статической устойчивости по активной мощности при отключении одной из линий контролируемого сечения. Контролируемое сечение выполнено УСВЛ и угол  $\theta$  равен 180 град.

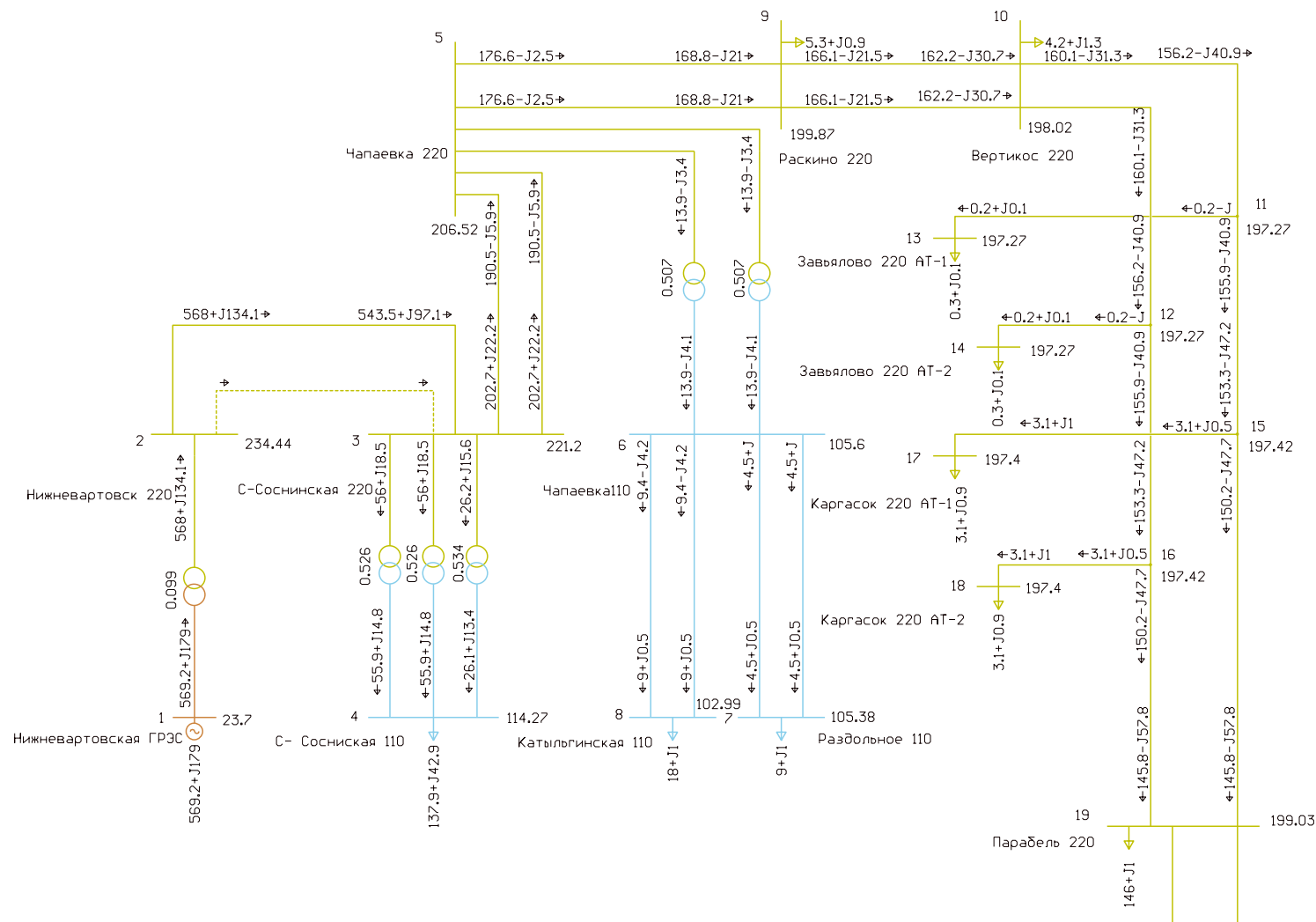


Рисунок Г.19 – Предельный режим по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме. Контролируемое сечение выполнено УСВЛ и угол  $\theta$  равен 180 град.

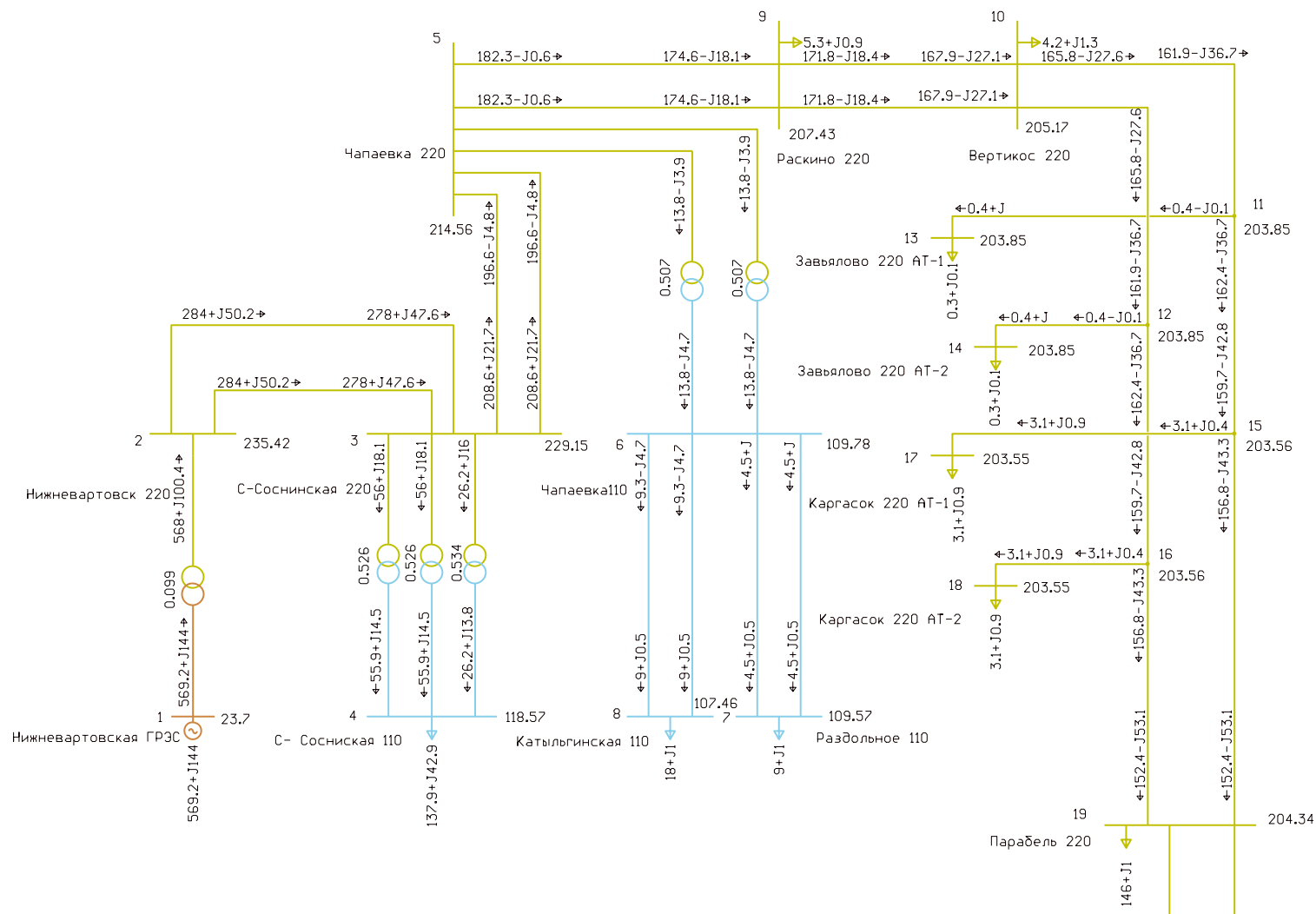


Рисунок Г.20 – Режим с величиной доаварийного перетока мощности в контролируемом сечении, обеспечивающий нормативный запас статической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме. Контролируемое сечение выполнено УСВЛ и угол  $\theta$  равен 180 град.

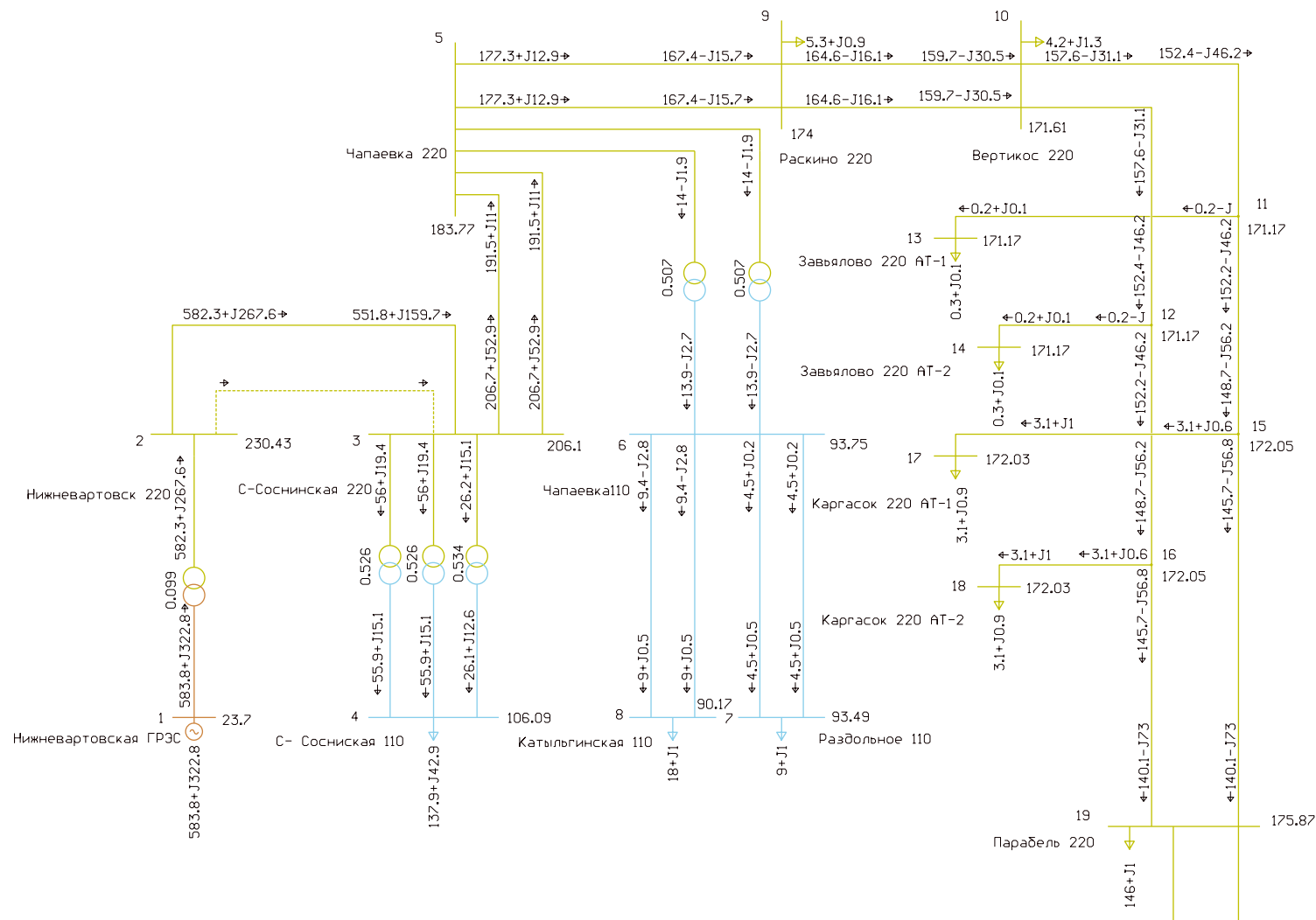
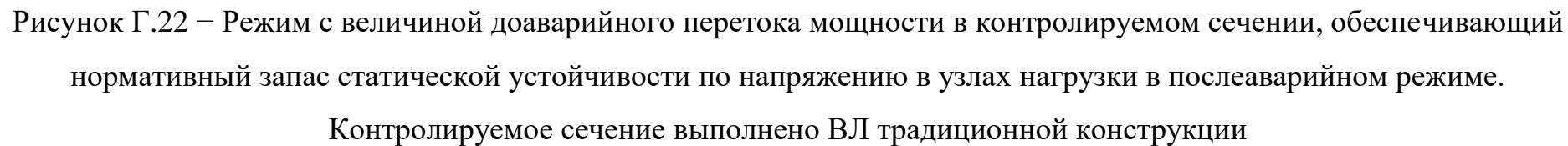


Рисунок Г.21 – Пределный режим, обеспечивающий нормативный запас статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки при отключении одной из линий контролируемого сечения. Контролируемое сечение выполнено ВЛ традиционной конструкции



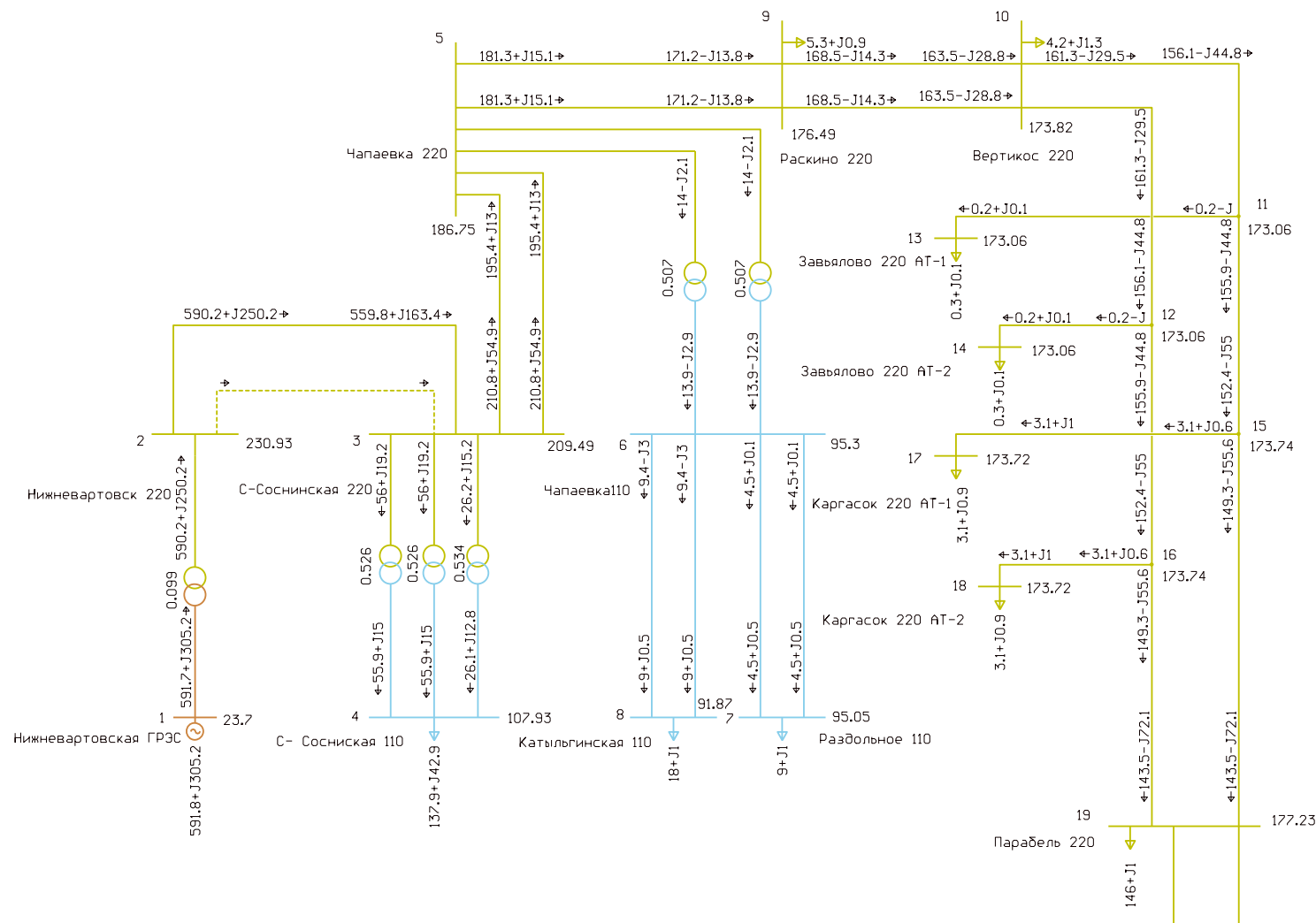


Рисунок Г.23 – Пределный режим, обеспечивающий нормативный запас статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки при отключении одной из линий контролируемого сечения. Контролируемое сечение выполнено УСВЛ и угол  $\theta$  равен 0 град.

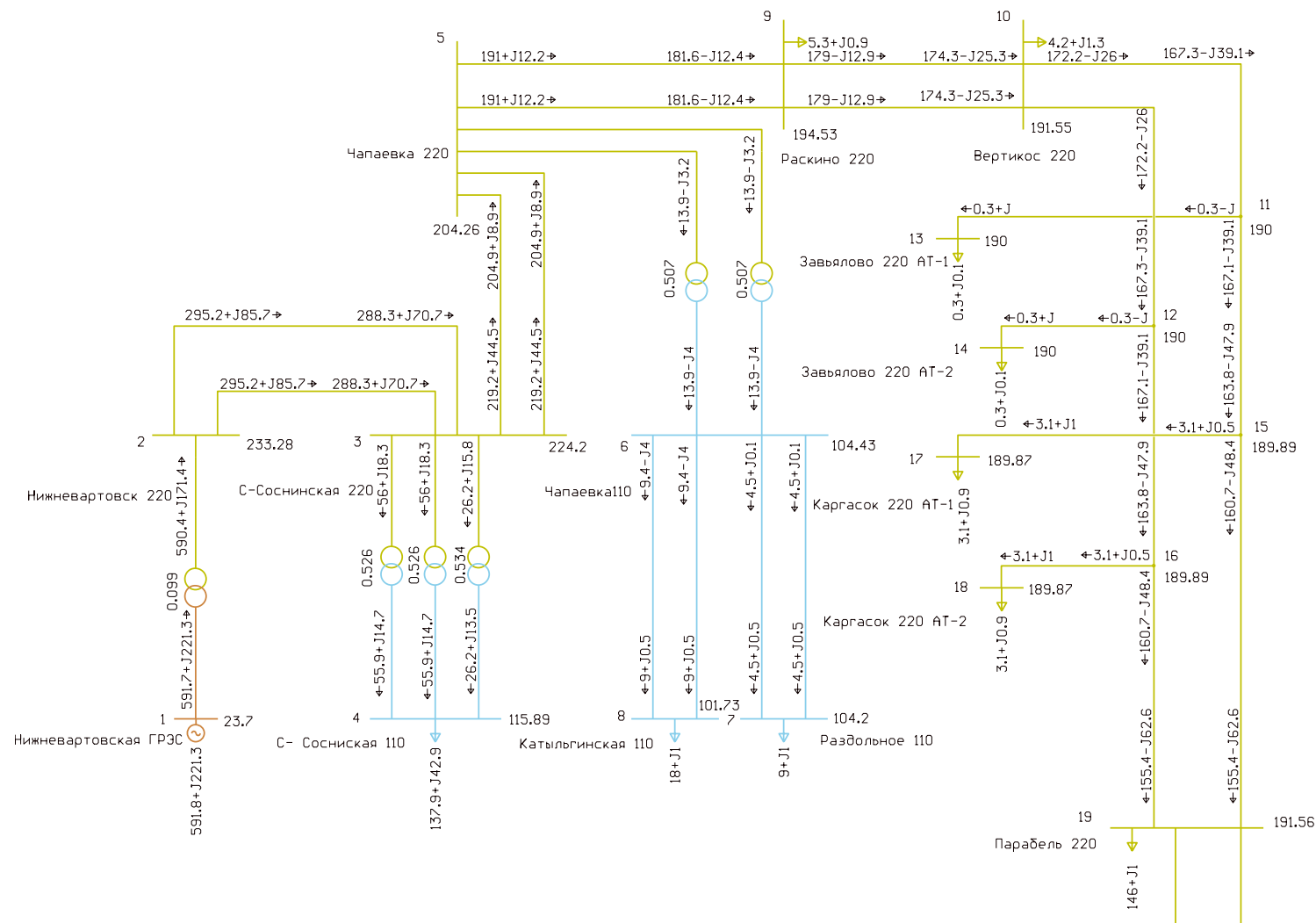


Рисунок Г.24 — Режим с величиной доаварийного перетока мощности в контролируемом сечении, обеспечивающий нормативный запас статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийном режиме. Контролируемое сечение выполнено УСВЛ и угол  $\theta$  равен 0 град.

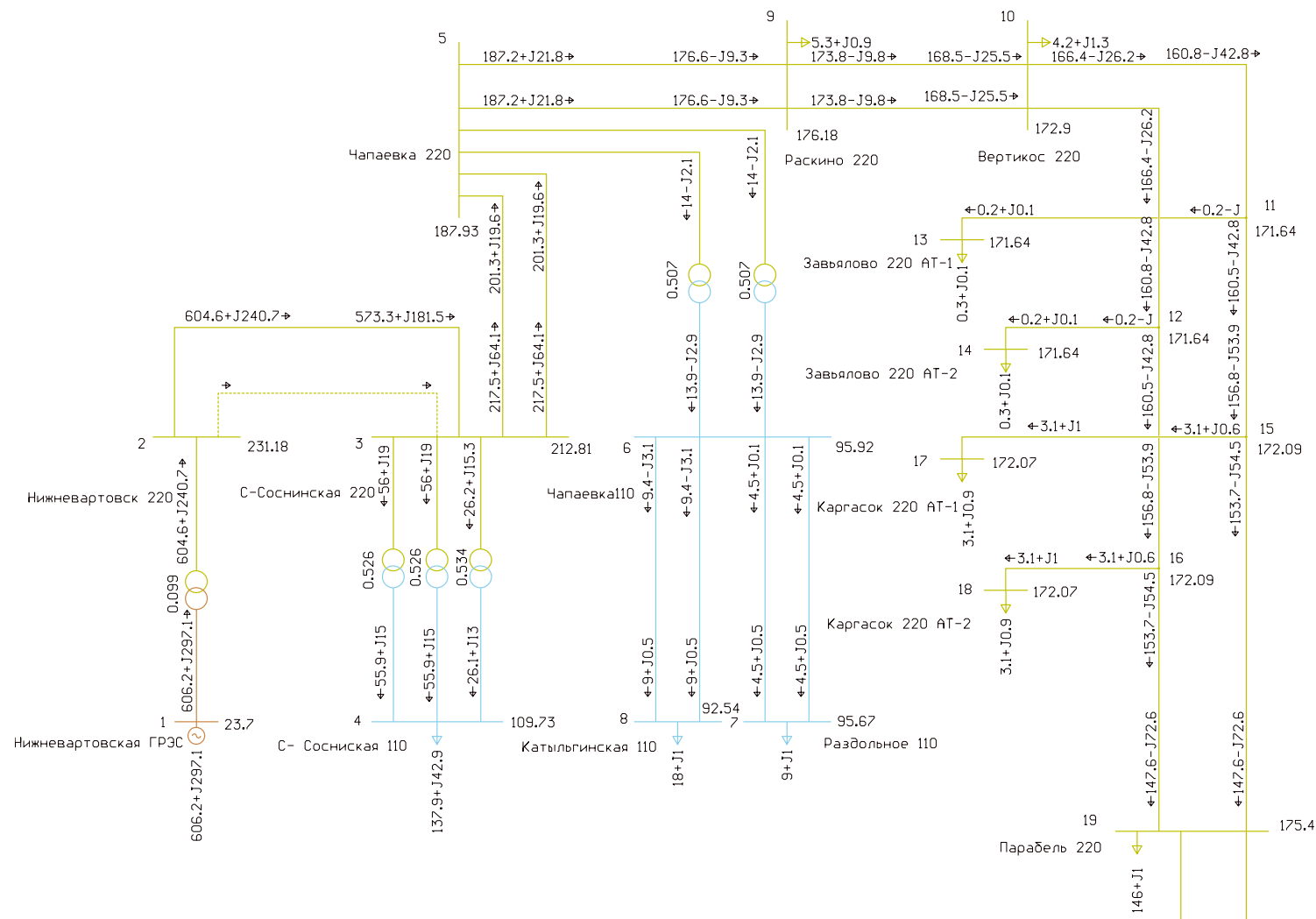


Рисунок Г.25 – Пределный режим, обеспечивающий нормативный запас статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки при отключении одной из линий контролируемого сечения. Контролируемое сечение выполнено УСВЛ и угол  $\theta$  равен 120 град.



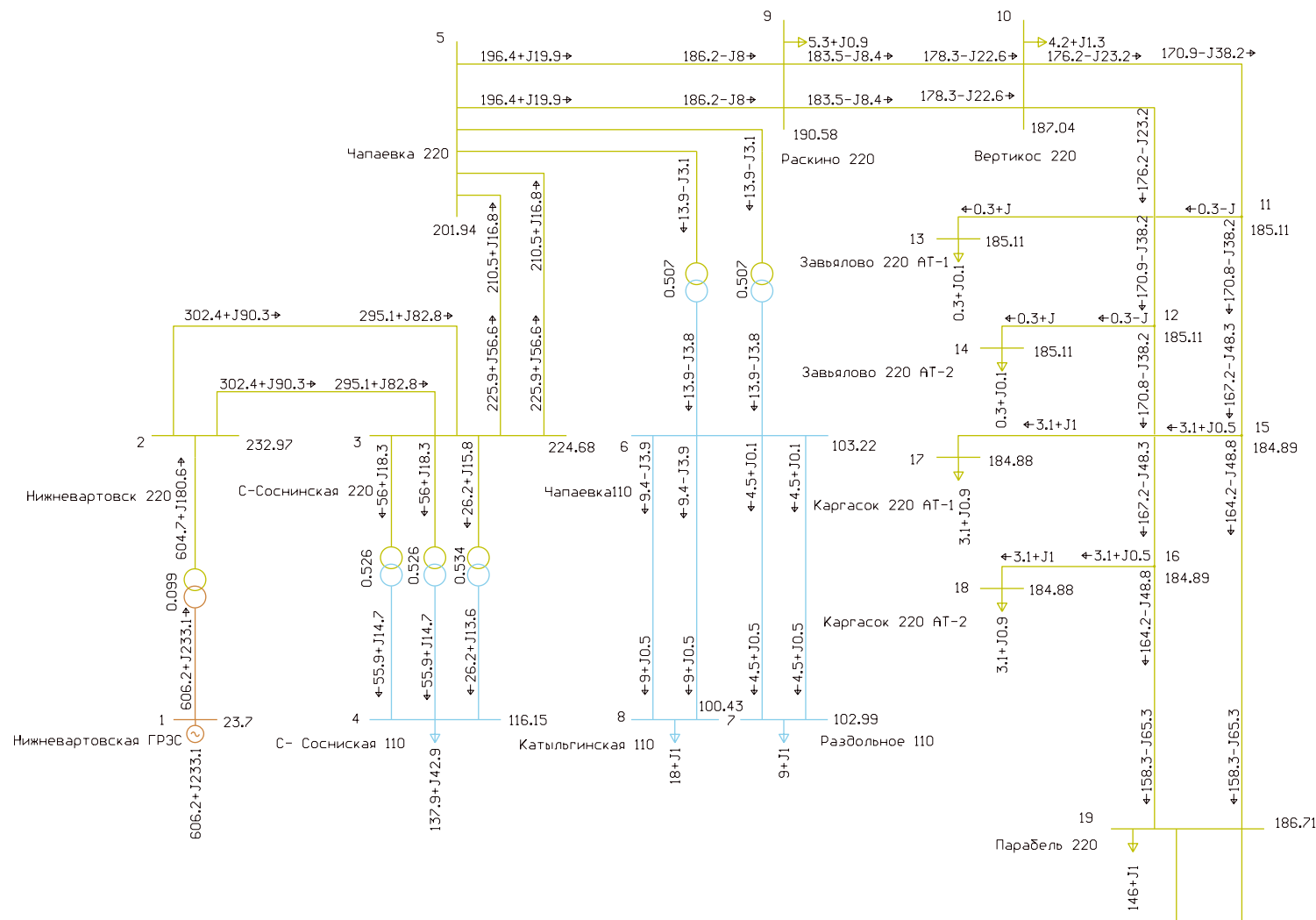
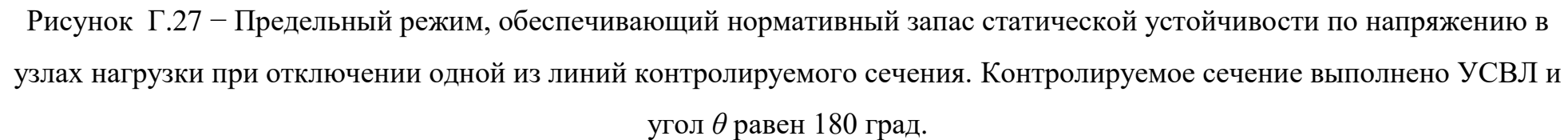


Рисунок Г.26 – Режим с величиной доаварийного перетока мощности в контролируемом сечении, обеспечивающий нормативный запас статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийном режиме.

Контролируемое сечение выполнено УСВЛ и угол  $\theta$  равен 120 град.



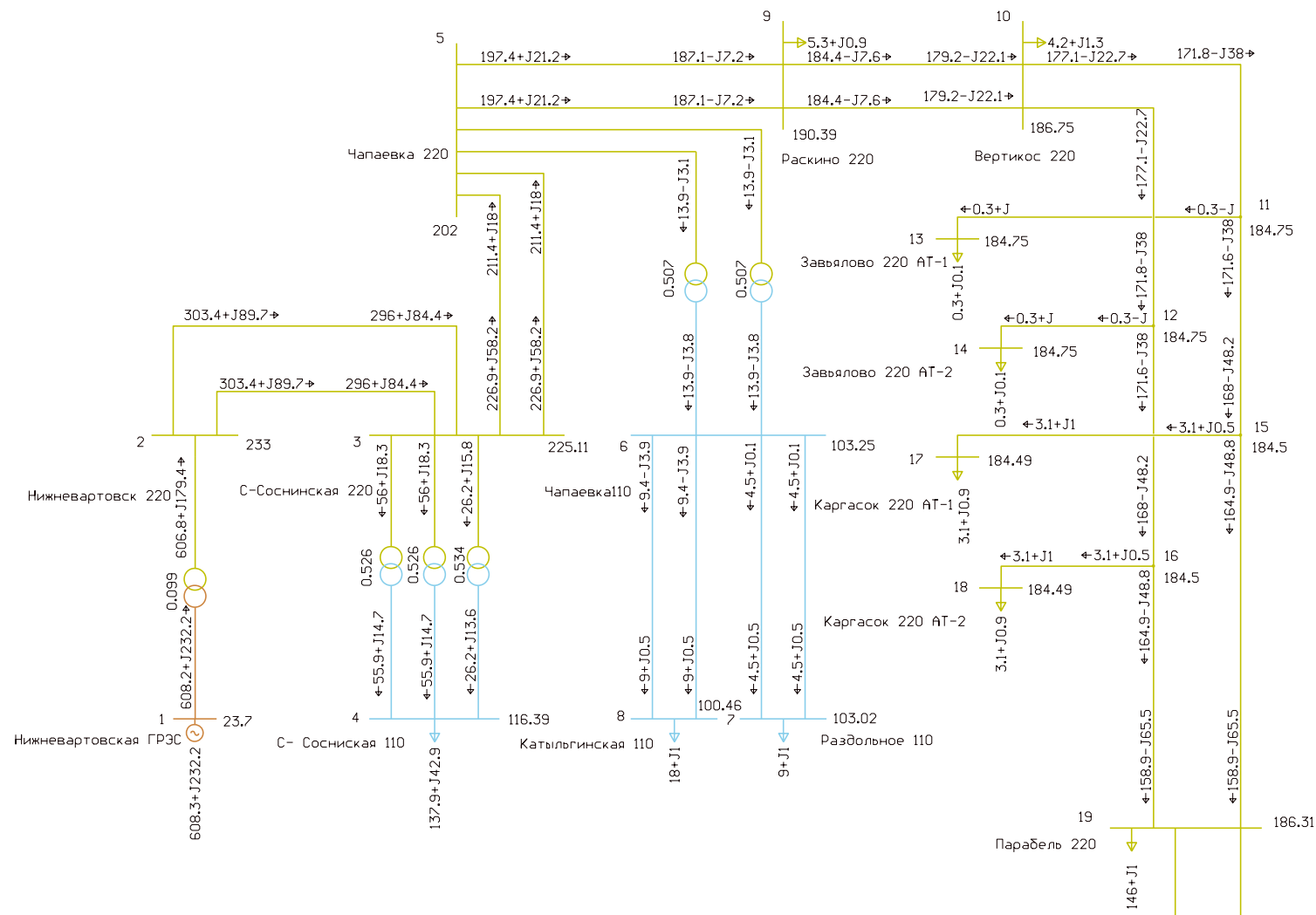


Рисунок Г.28 — Режим с величиной доаварийного перетока мощности в контролируемом сечении, обеспечивающий нормативный запас статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийном режиме.

Контролируемое сечение выполнено УСВЛ и угол  $\theta$  равен 180 град